

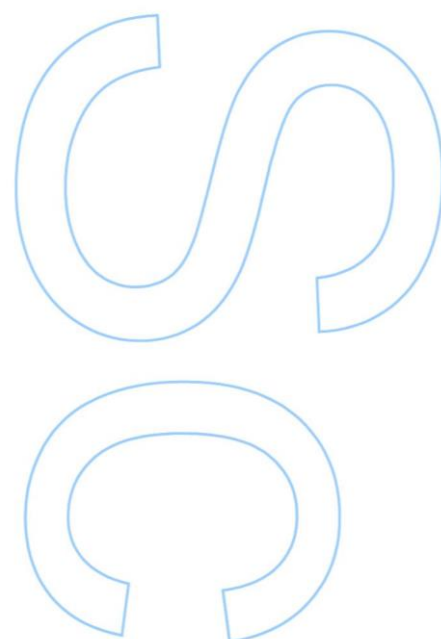
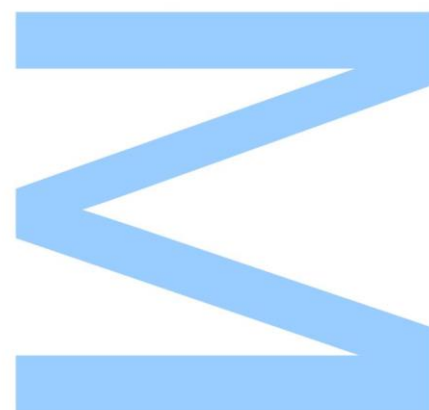


# Construção de séries históricas de potência eólica colocável e previsão do vento

Ana Luísa Rodrigues Lopes  
Mestrado em Engenharia Matemática  
Departamento de Matemática  
2016

**Orientadora**  
Professora Doutora Maria Eduarda Silva, FEP

**Supervisora de estágio**  
D<sup>ra</sup> Áurea Bastos, Estudos e Regulação, REN



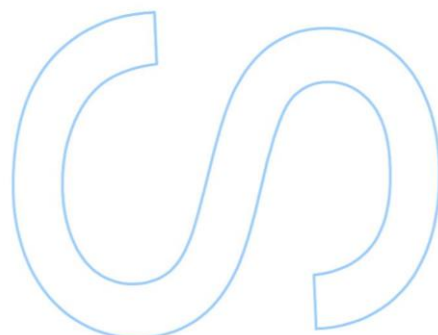
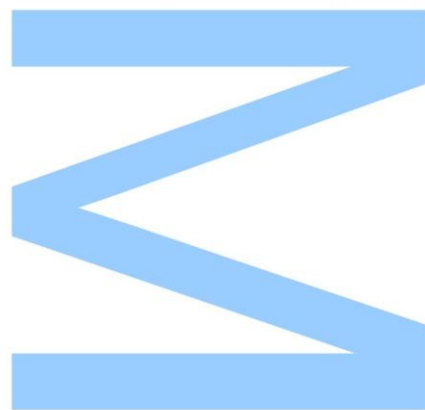




Todas as correções determinadas pelo júri, e só essas, foram efetuadas.

O Presidente do Júri,

Porto, \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_







# Agradecimentos

*"Appreciation is a wonderful thing. It makes what is excellent in others belong to us as well"*

---

Voltaire

Ao longo deste período existiram muitas tristezas e dificuldades, mas, felizmente, muitos momentos de alegria, vitória e cumplicidade! Quero agradecer a todos os que me ajudaram neste percurso e valorizar os gestos que muitos tiveram comigo e os conhecimentos adquiridos ao longo destes anos. O meu agradecimento especial:

Aos meus pais e ao meu irmão, por serem um exemplo e nunca desistirem de me auxiliar na chegada à meta.

Ao Gustavo, por todas as sugestões, compreensão, apoio e carinho.

À Professora Maria Eduarda Silva, por ter aceitado orientar este projeto e por toda a disponibilidade, paciência, conselhos e sabedoria transmitida.

A todos os colaboradores da subestação de Ermesinde da REN que me acompanharam durante o estágio, em particular ao Departamento de Estudos e Regulação.

A todos os Professores da FCUP com quem tive a oportunidade de aprender e que, de alguma forma, moldaram a minha personalidade matemática. Em particular, um agradecimento especial às Professoras Rute Almeida e Ana Paula Rocha por terem despertado o meu interesse por séries temporais.

A todos os amigos que me acompanham há mais de 18 anos e aos que levo desta instituição (desde os companheiros do ano 2010-11 à Mercedes e à Lurdes, que nos fazem sentir em casa!!).



## Resumo

A utilização de energias renováveis como recurso energético, dado o panorama mundial económico, ecológico e climático, tem sido alvo de atenção crescente nos últimos anos. Em Portugal, os principais recursos energéticos são a energia hidroelétrica e, mais recentemente, a energia eólica. Com este trabalho pretende-se dar um contributo à REN (Rede Elétrica Nacional) no sentido de promover soluções de forma eficaz, segura e sustentável, tendo por base a complementaridade de energias renováveis.

Desta forma, para auxiliar futuros estudos de potencial eólico e permitir a comparação entre as séries hidrológicas (que têm uma extensão de cerca de 40 anos) e as séries eólicas, procede-se à construção de séries históricas de potência eólica colocável que abranjam um período anterior à construção de parques eólicos em Portugal Continental, neste caso para um período alargado de 36 anos (1980-2015), aproximando-se, desta forma, o mais possível do período de 40 anos das séries hidrológicas.

Para isso, em primeiro lugar, analisa-se o panorama eólico em Portugal Continental, incluindo o número e a distribuição dos parques eólicos e o funcionamento dos aerogeradores (2.0 - 3.0 MW), o que resultou na seleção de 14 áreas de referência para o estudo. Para cada área de referência, foram modeladas as curvas de potência dos aerogeradores de referência disponíveis nas plataformas online dos produtores (ENERCON, 2016; NORDEX, 2016; VESTAS, 2016 e WindPower Program, 2016). Em conjunto com a informação histórica de velocidades horárias de vento disponível na plataforma online da NASA (National Aeronautics and Space Administration) criaram-se séries históricas de potência eólica colocável para cada zona. Por fim, as séries foram validadas através dos dados reais de potência ligada (disponíveis na base de dados da REN), resultando em 11 áreas finais.

Paralelamente ao trabalho solicitado pela empresa, foi estudada a aplicação do mo-

delo TBATS (Trigonometric, Box-Cox transformation, ARMA errors, Trend and Seasonal components), introduzido para previsão de séries temporais com componentes sazonais complexas, tais como as séries de vento, que poderá ser relevante para futuros estudos.

Pretende-se que este trabalho auxilie a implementação de soluções para as principais fontes de energia renovável. Desta forma, com os estudos futuros será possível correlacionar de forma mais eficaz as séries de potência eólica e hídrica, contribuindo para o planeamento da empresa.

*PALAVRAS-CHAVE:* potência eólica colocável, velocidade do vento, MERRA-2, curva de potência, expoente de corte, previsão, séries temporais com sazonalidade complexa.

## Abstract

The awareness of using renewable energy as a power source has been raising over the last years given the world's economic, ecological and climate change scenarios. In Portugal, the main renewable energy supplies are based on hydroelectric power and, more recently, on wind power. The aim of this work is to enable REN (Rede Elétrica Nacional) to deliver cost effective, safe and sustainable electricity solutions, based on combined renewable energies.

To enable a comparison of time series between energy outputs from hydroelectric power (which has an extension of 40 years) and wind power, a retrospective projection is required for the more recently existing wind power infrastructure in mainland Portugal. This study provides a validated wind power time series during an extended period of 36 years (1980-2015), that precedes the implementation of certain wind farms, but it is comparable to the timescale of the existing hydroelectric power time series.

A number of areas across the country with significant existing wind power infrastructure were initially taken into consideration to generate a validated multi-variant wind power analysis. The study looked at wind farm numbers, distribution and operation of selected manufacturer wind turbines (2.0 MW - 3.0 MW), which led to the selection of 14 study sites. For each, the existing manufacturer wind turbine power curves (ENERCON, 2016; NORDEX, 2016; VESTAS, 2016 and WindPower Program, 2016) were modeled and taken in conjunction with the hourly wind speed data from the National Aeronautics and Space Administration (NASA) to create the retrospective wind power series projection on each site. The modeled series were validated using REN's actual wind power database which narrowed the study to 11 sites.

In addition to the work developed for the company, the application of the model TBATS (Trigonometric, Box-Cox transformation, ARMA errors, Trend and Seasonal com-

ponents) was studied. This model was introduced for forecasting complex seasonal time series such as wind speed at the wind farms, which may help REN with future studies.

This work will help deliver an improved solution to existing renewable power sources. Future studies will be able to better correlate wind power with the hydrologic power series with the intention of assisting future planning by the company.

*KEY WORDS:* wind power, wind speed, MERRA-2, power curve, wind shear exponent, forecasting, complex seasonal time series.

# Conteúdo

<b>Resumo</b>	<b>i</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Glossário</b>	<b>xiii</b>
<b>Siglas e Acrónimos</b>	<b>xv</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Enquadramento da empresa e do estágio . . . . .	3
1.2 Motivação e objetivos . . . . .	7
<b>2 Panorama eólico em Portugal</b>	<b>9</b>
2.1 Funcionamento de um aerogerador . . . . .	11
2.2 Parques eólicos em Portugal Continental . . . . .	12
2.3 Zonas do território nacional em estudo . . . . .	14
<b>3 Metodologia para a construção de séries de potência eólica colocável</b>	<b>19</b>
3.1 Descrição dos dados do vento . . . . .	19
3.1.1 Variáveis utilizadas . . . . .	21

3.1.2	Transformação das componentes $U$ e $V$ para velocidade e direção	22
3.2	Extrapolação vertical da velocidade do vento . . . . .	24
3.3	Estimação da curva de potência . . . . .	25
3.4	Validação dos resultados obtidos . . . . .	28
3.5	Construção de uma série - exemplo . . . . .	29
<b>4</b>	<b>Resultados e análise</b>	<b>33</b>
4.1	Séries de vento . . . . .	33
4.2	Séries de potência . . . . .	42
<b>5</b>	<b>Previsão da velocidade do vento</b>	<b>51</b>
5.1	Alguns conceitos de séries temporais . . . . .	52
5.2	Modelos de alisamento exponencial . . . . .	56
5.2.1	Decomposição de séries temporais . . . . .	56
5.2.2	Classificação de métodos de alisamento exponencial . . . . .	56
5.2.3	Modelo de alisamento exponencial para ciclos múltiplos e com componentes sazonais complexas . . . . .	58
5.3	Aplicação do modelo TBATS . . . . .	65
<b>6</b>	<b>Comentários finais e trabalho futuro</b>	<b>73</b>
	<b>Referências</b>	<b>79</b>



---

<b>Apêndices</b>	<b>81</b>
Apêndice A - Descrição dos ficheiros da pasta MERRA2 . . . . .	83
Apêndice B - Download dos dados . . . . .	87
Apêndice C- Informação relativa aos parques eólicos . . . . .	89
Apêndice D - Método dos mínimos quadrados não linear . . . . .	107
Apêndice E - Distribuição de probabilidade do vento . . . . .	115



## Lista de Figuras

1	Mapa dos países representados pela ENTSO-E (ENTSO-E, 2016) . . . . .	4
2	Produção de eletricidade por energia eólica em países da UE. Fonte dos dados: PORDATA (2015) . . . . .	10
3	Evolução da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis em Portugal. Fonte dos dados: PORDATA (2015) . . . . .	10
4	Componentes de um aerogerador eólico (fonte da imagem base: Departamento de Energia dos Estados Unidos (2015)) . . . . .	12
5	Distribuição dos parques eólicos em Portugal Continental (e2p, 2015) . .	13
6	Pontos do território nacional em estudo (fase 1) . . . . .	16
7	Pontos do território nacional em estudo (fase 2) . . . . .	16
8	Representação das componentes Este (U) e Norte (V) . . . . .	21
9	Rosa dos ventos . . . . .	23
10	Metodologia de determinação das séries de potência eólica . . . . .	27
11	Aproximação da curva de potência (CP) por curva sigmóide . . . . .	30
12	Extrato da série da velocidade do vento (m/s) extrapolada para os 80m para a zona Z10 . . . . .	30
13	Extrato da série de potência (MW) obtida na fase de calibração para a zona Z10, comparada com a série de potência real ligada . . . . .	31
14	Extrato da série de potência unitária obtida para a zona Z10 . . . . .	31

15	Comparação das fdp e fda obtidas para as diferentes distribuições . . . .	35
16	Padrões diários do vento - <b>Norte e Centro</b> . . . . .	38
17	Padrões diários do vento - <b>Zona Oeste e Sul</b> . . . . .	39
18	Padrões mensais e anuais de vento . . . . .	40
19	Rosas dos ventos para as diferentes zonas . . . . .	41
20	Curvas de potência reais . . . . .	43
21	Curvas de potência aproximadas . . . . .	44
22	Extratos da validação efetuada para as zonas excluídas . . . . .	46
23	Padrões diários de potência - <b>Norte e Centro</b> . . . . .	48
24	Padrões diários de potência - <b>Zona Oeste e Sul</b> . . . . .	49
25	Padrões mensais e anuais potência . . . . .	50
26	Correlograma da FAC de $y_t$ para a zona de Lisboa (Z10) . . . . .	65
27	Periodogramas amaciado e sem transformação logarítmica da série . . .	66
28	Gráficos dos resíduos e da FAC e da FACP dos mesmos . . . . .	68
29	Periodogramas cumulativos para a série inicial e resíduos TBATS . . . .	68
30	Previsão (48horas) a partir do modelo TBATS . . . . .	70
31	Evolução do MAE (m/s) com o horizonte de previsão $h$ para diferentes zonas . . . . .	71
32	Distribuição de Weibull para diferentes valores de $\lambda$ e $\kappa$ . . . . .	115

## Lista de Tabelas

1	Nº de parques eólicos em Portugal Continental por distrito . . . . .	13
2	Coordenadas geográficas dos locais em estudo e respetivos parques . .	17
3	Informação relativa aos parques eólicos das zonas em estudo . . . . .	17
4	Variáveis selecionadas . . . . .	22
5	Variação da direção com o ângulo $\theta$ . . . . .	23
6	Potências nominais associadas a cada aerogerador . . . . .	26
7	Valores de $\alpha$ representativos de cada zona em estudo . . . . .	33
8	Parâmetros estimados para as diferentes distribuições . . . . .	34
9	Critérios de informação para a estimação dos parâmetros . . . . .	35
10	Parâmetros obtidos através do MMQ não linear e sMAPE associado . . .	42
11	Comparação entre as séries obtidas e as séries de potência ligada reais	45
12	Parâmetros estimados (TBATS) . . . . .	67
13	Valores da previsão, respetivo IP e MAE (m/s) associado para 48 horas .	70



## Glossário

**Alta Tensão (AT)** - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

**Anemómetro** – instrumento utilizado para medir a velocidade do vento.

**Baixa Tensão (BT)** - tensão abaixo de 1 kV.

**Esteira** – zona a jusante do aerogerador na qual se manifesta a influência desta sobre a velocidade do vento, podendo provocar turbulência.

**Fontes de energia primárias** - formas de energia disponíveis na natureza antes de serem convertidas. Por exemplo: carvão, gás natural, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos.

**Linha** – conjunto de condutores, isoladores e acessórios usado para o transporte ou distribuição de electricidade. Pode ser uma linha aérea ou um cabo subterrâneo.

**Média Tensão (MT)** - tensão entre os 1kV e 45 kV.

**Muito Alta Tensão (MAT)** - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

**Potência nominal** - potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

**Watt (w)** – Unidade de potência do Sistema Internacional de Unidades (SI), equivalente a um joule por segundo (1 J/s).

1 Kilowatt (kW) = 1 000 W; 1 Megawatt (MW) = 1 000 000 W; 1 Gigawatt (GW) =  $10^9$  W; 1 Terawatt (TW) =  $10^{12}$  W





## Siglas e Acrónimos

**APREN** - Associação de Energias Renováveis

**AT** - Alta tensão

**BT** - Baixa tensão

**EDP** - Energias de Portugal

**ENTSO-E** – European Network of Transmission System Operators for Electricity

**ENTSO-G** – European Network of Transmission System Operators for Gas

**FAC** - Função de Autocorrelação

**FACP** - Função de Autocorrelação Parcial

**FR** - Fontes renováveis

**MAE** - Erro Médio Absoluto

**MASE** - Erro Médio Absoluto standardizado

**MAT** - Muito alta tensão

**MERRA** - Modern-Era Restrospective analysis for Research and Applications

**MT** - Média tensão

**NASA** - National Aeronautics and Space Administration

**OMM** - Organização Meteorológico Mundial

**PRE** – Produção em Regime Especial

**PRO** – Produção em Regime Ordinário

**REN** - Rede Elétrica Nacional

**RND** - Rede Nacional de Distribuição

**RNT** - Rede Nacional de Transporte

**SEN** – Sistema Elétrico Nacional

**sMAPE** - Erro Percentual Absoluto Médio simétrico

**TBATS** - Trigonometric, Box-Cox transformation, ARMA errors, Trend and Seasonal components

**TSO** - Transmission System Operator



# 1 Introdução

*"Begin at the beginning", the  
King said gravely, "and go on till  
you come to the end: then stop."*

---

Lewis Carrol

A eletrificação, sobretudo a nível industrial, tem vindo a aumentar ao longo dos anos. Os níveis de energia necessários acompanham esse crescimento, o que tem levado a um constante conflito entre o ambiente, a economia e a sociedade. No sentido de mediar esse trilema, existe uma visível preocupação a nível global. Nos últimos anos têm sido assumidos diversos compromissos, sendo de salientar os referidos na conferência das Nações Unidas para o clima (COP21) a 12 de dezembro de 2015.

Segundo a Organização Meteorológica Mundial (2015), no ano de 2015 verificou-se o maior valor médio da temperatura global, sendo o segundo ano mais quente a nível europeu (2014 foi o ano mais quente). Não obstante as estratégias que têm sido adotadas a nível mundial e, particularmente, europeu, no sentido de reverter os impactos das alterações climáticas, há ainda um longo caminho a percorrer no sentido de atingir o objetivo pretendido. De forma a cumprir as metas estipuladas, tem sido visível um crescente investimento em energias renováveis. Particularmente, em Portugal tem-se verificado nos últimos anos um aumento no investimento em energia eólica, vislumbrando-se desde 2000 um crescimento da mesma (Energias Endógenas de Portugal, 2016). Antes de se concretizar esse investimento, são desenvolvidos diversos estudos, de entre os quais a determinação do potencial eólico.

A determinação do potencial eólico de um país ou região tem em consideração diversos aspetos, desde os mais técnicos (como a determinação do recurso e a viabilidade económica dos investimentos), até questões de índole político-económica e social

(como a aceitação da tecnologia pelas populações e autarquias locais). Os processos que conduzem do projeto à ligação de um parque eólico à rede elétrica são morosos e interdisciplinares (INEGI, 2003).

Os estudos de potencial eólico requerem a disponibilidade de séries temporais de potência eólica colocável o mais dilatadas possível. Neste sentido, foi solicitado pela REN a construção de séries históricas, que abranjam um período alargado relativamente aos dados disponíveis, cobrindo todo o território nacional.

A presente tese está organizada da forma que abaixo se apresenta.

Neste capítulo é feita uma introdução aos estudos de potencial eólico, efetua-se o enquadramento da empresa e do estágio e, por fim, são apresentados a motivação e os objetivos gerais do trabalho.

No **Capítulo 2** é apresentado o panorama eólico nacional, incluindo o funcionamento dos aerogeradores, o número e a distribuição dos parques eólicos no país e as zonas de referência selecionadas para o estudo, bem como os respetivos aerogeradores de referência.

No **Capítulo 3** é detalhada a metodologia utilizada na construção de séries históricas de potência eólica colocável, que inclui uma descrição da base de dados de vento utilizada, o cálculo do expoente de corte usado para a extrapolação vertical da velocidade do vento para a altura média dos aerogeradores (80 metros), a estimação das curvas de potência dos aerogeradores, através da função sigmóide, e a validação das séries de potência obtidas, através do cálculo do erro médio absoluto standardizado (MASE) e do coeficiente de correlação entre a série real e a série estimada. É ainda ilustrada a construção da série de potência para uma das zonas de referência.

O **Capítulo 4** apresenta a aplicação da metodologia, descrita no Capítulo 3, às diferentes zonas de referência, bem como a análise em termos das séries de velocidade de vento extrapolada e das séries de potência eólica colocável construídas.

No **Capítulo 5** são apresentados alguns conceitos introdutórios relevantes de séries temporais, é feito o enquadramento dos modelos de alisamento exponencial para ciclos múltiplos e com componentes sazonais complexas, como é o caso do modelo TBATS, que é estudado e aplicado a uma das zonas de referência para prever a velocidade do vento para um horizonte de previsão de até 48 horas.

Por último, o **Capítulo 6** refere os principais contributos deste trabalho, alguns comentários finais e os aspetos sobre os quais futuros trabalhos poderão incidir.

Os métodos utilizados foram aplicados com recurso ao software R (R Core Team, 2016), versão 3.2.2.

## 1.1 Enquadramento da empresa e do estágio

### ENTSO-E

A European Network of Transmission System Operators (ENTSO) é a Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (TSO's), sendo a ENTSO-E correspondente ao setor da eletricidade e a ENTSO-G ao setor do gás.

Centrando a nossa atenção no setor de eletricidade, a ENTSO-E representa os 41 Operadores de Sistemas de Transporte de 34 países europeus, que podem ser consultados no mapa da Figura 1.

A rede promove a cooperação entre os 41 TSO's, nomeadamente no desenvolvimento de códigos técnicos e comerciais de rede, com o intuito de criar um sistema de redes de transporte seguro e sustentável e assegurar a integração de novas fontes, sobretudo as renováveis, de geração elétrica.

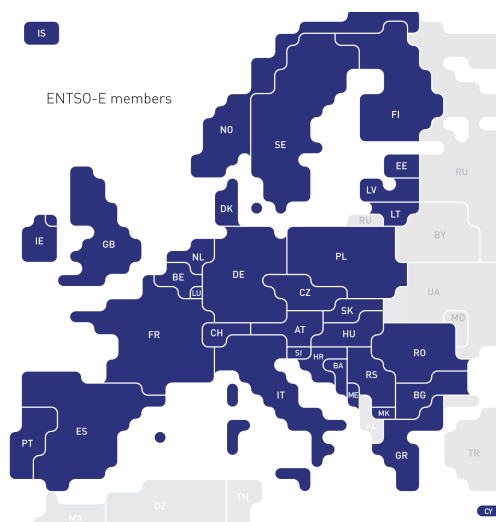


Figura 1 – Mapa dos países representados pela ENTSO-E (ENTSO-E, 2016)

### Sistema Elétrico Nacional (SEN)

Dos locais onde é produzida até aos centros de consumo, como por exemplo habitações, a eletricidade circula numa rede de linhas aéreas e/ou subterrâneas. Após ser gerada, a energia elétrica é conduzida por cabos até uma subestação, onde o valor da tensão é elevado por transformadores. Este aumento dos níveis de tensão permite o transporte de eletricidade a longas distâncias com perdas reduzidas (Liberato and Monteiro, 2008).

O SEN tem por base quatro fases:

- **Produção** - a eletricidade é produzida nas centrais de produção com recurso às diferentes fontes de energia primárias e a diferentes tecnologias. A produção divide-se em dois regimes: produção em regime ordinário (PRO) e produção em regime especial (PRE). A PRO é relativa à produção elétrica com base em fontes não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos, ao passo que a PRE diz respeito à produção de eletricidade através de fontes endógenas e

renováveis (com exceção das grandes centrais hidroelétricas).

- **Transporte** - o transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), é efetuado através da Rede Nacional de Transporte (RNT), assegurando o transporte entre as centrais de produção e as redes de distribuição.

A atividade de transporte é feita mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade, à REN. Cabem à empresa o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT. Além disto, a concessão abrange ainda o planeamento e a gestão técnica global do SEN (REN, 2015).

- **Distribuição** - a distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão, que fornecem energia às subestações, alimentam os postos de transformação e estão ligados diretamente aos aparelhos, respetivamente.

A função da RND é levar a energia até aos consumidores finais, sendo estes domésticos, empresariais e industriais.

- **Comercialização** - a comercialização fica a cargo de algumas empresas, como a Energias de Portugal (EDP) Comercial, que gerem as relações com os consumidores finais.

## **A Empresa**

A REN, Rede Elétrica Nacional, é o Operador de Rede Nacional de Transporte (RNT) de Portugal. Foi criada em 1994 com a designação de Rede Elétrica Nacional, S.A. como subsidiária da EDP, tendo saído do grupo no ano de 2000.

A REN opera a RNT que liga os produtores aos centros de distribuição, possibilitando ainda as trocas de energia com Espanha. O contrato de concessão da exploração da RNT, supra mencionado, data de 2007 e tem termo em 2057.

A RNT, construída em 1951, é constituída maioritariamente por linhas aéreas de muito alta tensão (MAT) e alta tensão (AT), 400, 220 e 150kV, e 60 kV, respetivamente, que conduzem a energia elétrica através de cabos metálicos condutores. A RNT contém ainda cabos subterrâneos, que estão a ser utilizados em detrimento dessa longa rede área, com vista sobretudo a um melhor desempenho e um menor impacto visual nas áreas com maior densidade populacional, nomeadamente em Lisboa e Ermesinde. No total, as linhas de transporte de energia da REN perfizeram no final do ano transato uma extensão de 8630 km.

Em suma, o principal objetivo da empresa é garantir o fornecimento de eletricidade, sem interrupções, ao menor custo e com segurança, assegurando, desta forma, o equilíbrio entre a oferta e a procura de energia.

### **O estágio**

Tal como foi referido anteriormente, tem sido visível o elevado crescimento da capacidade eólica instalada em Portugal Continental. Apesar de todo o trabalho já desenvolvido neste setor, há ainda áreas com potencial eólico adequadas à instalação de parques disponíveis. Para que haja um maior desenvolvimento neste domínio é necessária atualização da informação referente ao número de parques eólicos (instalados e em projeto) no território nacional, em particular relativamente à capacidade eólica instalada e a instalar. O tema do estágio enquadra-se neste último ponto, tendo como objetivo o alargamento de séries de potência eólica colocável, com o intuito de auxiliar futuros estudos de potencial eólico. Pretende ainda auxiliar o estudo da correlação com as séries hidrológicas existentes, que têm uma extensão bastante superior (40 anos).



## 1.2 Motivação e objetivos

As questões que dizem respeito ao universo energético são, por si só, aliciantes. No domínio das energias renováveis, a energia eólica tem sido reconhecida como uma das fontes de energia renovável mais promissoras.

A crescente penetração desta tecnologia e as características específicas do vento, nomeadamente as variações a nível temporal e espacial, levantam questões que apenas podem ser resolvidas a partir do conhecimento do regime de ventos nas áreas territoriais em estudo (INEGI, 2007).

Deste modo, a abordagem interdisciplinar necessária para avaliar de forma eficaz a exequibilidade da construção e manutenção de parques eólicos apresentou-se, desde o início, como um verdadeiro desafio, tornando-se uma grande motivação para a realização do presente trabalho.

Os objetivos primordiais do trabalho passam por:

(i) Selecionar e analisar áreas de referência de Portugal Continental em termos de potência eólica colocável;

(ii) Caracterizar o regime de ventos, na perspetiva do seu aproveitamento energético, em cada uma das áreas analisadas;

(iii) Criar séries de velocidade do vento para cada uma das zonas de referência, através da extrapolação das velocidades do vento, disponíveis na plataforma online da NASA, pela lei de potência;

(iv) Criar séries de potência eólica colocável a partir da conjugação das séries de vento com a modelação das curvas de potência [ENERCON (2016), NORDEX (2016), VESTAS (2016), WindPower Program (2016)] dos aerogeradores de referência das respetivas zonas;

(v) Analisar o comportamento de um modelo de previsão de séries temporais (TBATS) na previsão da velocidade do vento para uma das zonas de referência.

## 2 Panorama eólico em Portugal

*"The pessimist complains about the wind; the optimist expects it to change; the realist adjusts the sails."*

---

William Arthur Ward

A consciência da importância das questões ambientais e da necessidade de investimento na produção de energias renováveis que auxiliem o combate às alterações climáticas, sobretudo com a redução da emissão dos gases que agravam o efeito estufa, foi despertada no nosso país com a assinatura do Protocolo de Quioto, em 1997. A partir dessa data e em particular do ano 2000, a legislação específica para fontes de energias renováveis permitiu uma enorme evolução da energia eólica no país, como se pode verificar na figura 3. Em particular, foi a fonte de energia relativamente à qual se verificou um crescimento mais acentuado ao longo dos anos, o que possibilitou a Portugal figurar na lista dos 10 países líderes de energia eólica a nível global durante alguns anos, ocupando, atualmente, o 12º lugar. A nível da União Europeia (UE), no final de 2013 Portugal era o segundo país com maior percentagem de produção de eletricidade através de energia eólica (figura 2), tendo descido uma posição em 2014. Atualmente, cerca de um quarto da eletricidade consumida em Portugal tem origem eólica (APREN, 2015).

No que concerne aos valores de potência no setor, de salientar os marcos históricos, quando o SEN superou o consumo nacional pela primeira vez na madrugada de 29 de dezembro de 2015, com 4210 MW e, posteriormente, quando registou o máximo da produção eólica no dia 7 de maio de 2016, adicionando 229 MW ao máximo anterior, datado de fevereiro deste ano.

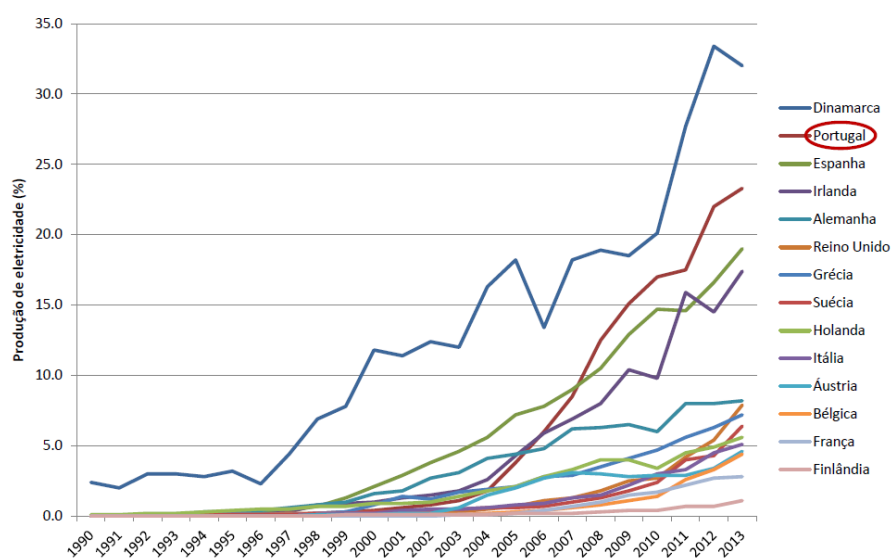


Figura 2 – Produção de eletricidade por energia eólica em países da UE. Fonte dos dados: PORDATA (2015)

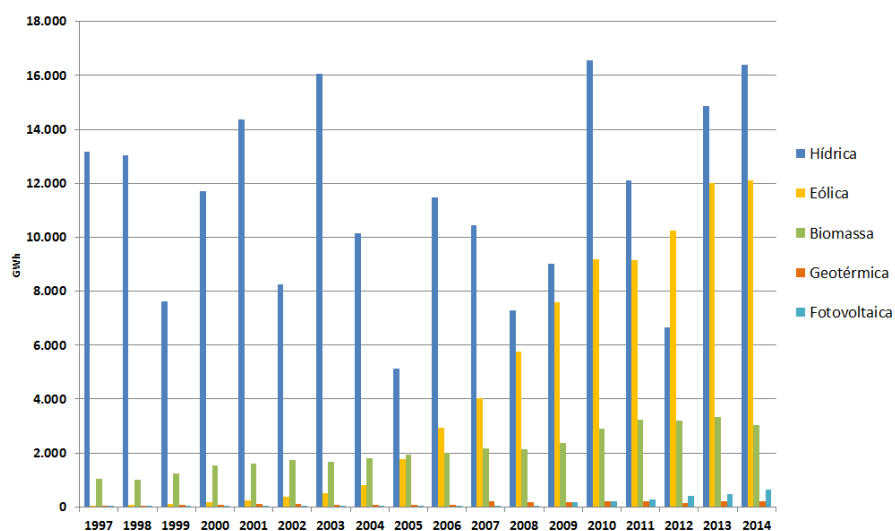


Figura 3 – Evolução da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis em Portugal. Fonte dos dados: PORDATA (2015)

## 2.1 Funcionamento de um aerogerador

Esta secção versa sobre o que está na base da geração de energia elétrica através de um aerogerador.

Resumidamente, o processo é o seguinte: as pás, ou hélices, dos aerogeradores movimentam-se com a "força" do vento. Parte da energia cinética devida ao movimento do vento é transferida para as pás do rotor, transformando-se em energia rotacional. Consequentemente, o eixo que está acoplado às pás gira com elas. A energia rotacional do eixo (a mesma que a das pás) é transformada pelo gerador em energia elétrica. Por fim, o transformador é responsável por distribuir externamente a energia gerada. Outras duas componentes importantes presentes nos aerogeradores, bem como em estações de medições são o anemómetro e o cata-vento (figura 4), que medem a velocidade e a direção do vento, respetivamente.

A velocidade mínima de funcionamento de um aerogerador é, habitualmente, de 3 ou 4 m/s (10,8 ou 14,4 km/h, respetivamente), ao passo que a velocidade máxima suportada é de 25 m/s (90 km/h), designada por velocidade de corte. Acima desta velocidade o sistema de controlo desliga automaticamente o aerogerador. Cada aerogerador tem ainda uma velocidade ótima de funcionamento, à qual corresponde o máximo de energia gerada. Geralmente, varia entre os 13 e os 16 m/s (46 e 57,6 km/h, respetivamente) e a potência associada designa-se por potência nominal.

Outro aspeto importante a considerar é o designado efeito de esteira. A zona a jusante de um aerogerador é altamente perturbada do ponto de vista aerodinâmico. Além de uma diminuição de energia cinética relativamente ao vento incidente, a intensidade de turbulência é acrescida na parte de trás do aerogerador. Por este motivo, também a colocação de aerogeradores no parque eólico tem de ser efetuada de acordo com critérios. Para minimizar este efeito, é habitual haver um espaçamento entre os aerogeradores de pelo menos três diâmetros do rotor. Na direção do vento dominante, a

separação deve ser ainda maior.

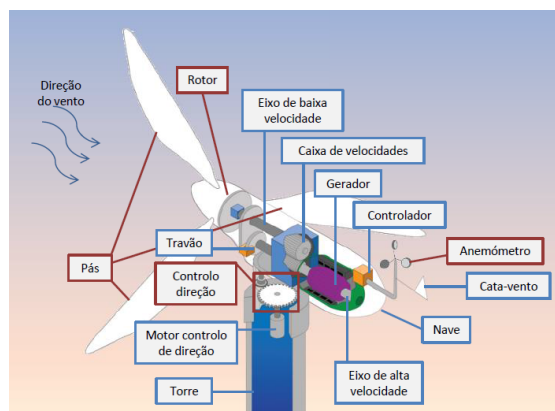


Figura 4 – Componentes de um aerogerador eólico (fonte da imagem base: Departamento de Energia dos Estados Unidos (2015))

## 2.2 Parques eólicos em Portugal Continental

A instalação de aerogeradores requer o envolvimento de especialistas de diversas áreas, tais como civil, elétrica, mecânica, ambiental, matemática, entre outras.

Geralmente, os procedimentos que antecedem a construção de parques eólicos incluem o conhecimento prévio do terreno, conhecimento e estudo do regime de ventos do local, desenvolvimento de estudos económicos e de impacto ambiental e garantir que a paisagem vai manter as suas características naturais.

Resultado sobretudo da disponibilidade do recurso, a distribuição dos parques eólicos no país não é homogénea. As características do relevo, que favorecem a criação de efeitos que intensificam o vento, fazem com que a maioria dos parques se situe em zonas montanhosas, locais sem obstáculos que originem turbulências (APREN, 2015), embora sejam encontrados parques em orografias de outros tipos, como sendo a zona Oeste e no Algarve. Porém, é nas zonas montanhosas do interior e no Alto Minho que se localiza a maioria dos parques, como se pode constatar da análise da Tabela 1 e da

Figura 5.

Os ventos mais fortes e consistentes ocorrem a bandas situadas a cerca de 10 km de altitude. Porém, dada a impossibilidade de efetuar medições a essa altura, fica-se por dezenas de metros de altura. As medições geralmente são feitas até 50 m de altura. Uma vez que a altura dos rotores, atualmente, ronda os 80 m, é necessário extrapolar a velocidade do vento para essa altura, utilizando-se para o efeito uma lei de potência, explorada mais à frente, na subsecção 3.2.

De acordo com a *e2p* (Energias Endógenas de Portugal, 2016), em Portugal no ano de 2015 existem cerca de 230 parques eólicos em Portugal Continental (em funcionamento). Novamente, como se pode verificar na figura 5, a maior concentração de parques encontra-se no interior Norte e Centro e na região da Grande Lisboa. Mais concretamente, cerca de 31% dos parques encontram-se na região Norte, 59% na região Centro (sendo que destes, 17% correspondem à zona da Grande Lisboa) e os restantes cerca de 10% na região Sul, predominantemente no Algarve.

Distrito	Nº parques eólicos
Viana do Castelo	9
Braga	9
Porto	14
Vila Real	34
Bragança	4
Aveiro	4
Viseu	36
Guarda	14
Coimbra	21
Leiria	11
Castelo Branco	10
Lisboa	39
Santarém	5
Portalegre	1
Setúbal	3
Évora	0
Beja	2
Faro	11
<b>TOTAL</b>	<b>227</b>

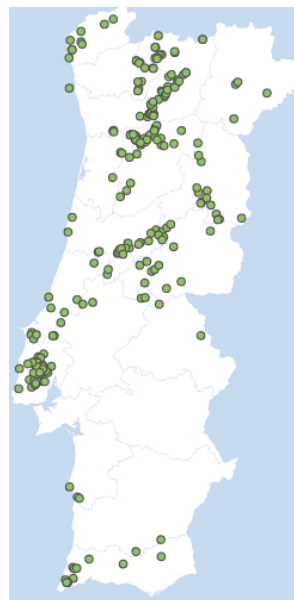


Tabela 1 – Nº de parques eólicos em Portugal Continental por distrito

Figura 5 – Distribuição dos parques eólicos em Portugal Continental (e2p, 2015)

## 2.3 Zonas do território nacional em estudo

Os dados utilizados para a realização deste trabalho dividiram-se em duas fases. Numa primeira fase foi utilizada a primeira versão do projeto Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA). Sensivelmente a meio do estágio, foi disponibilizada pela NASA uma nova versão do projeto (MERRA-2), tendo sido refeitas as séries de potência eólica colocável. Uma descrição mais detalhada do projeto e dos dados encontra-se no capítulo 3.

Numa fase inicial, com os dados da primeira versão do projeto MERRA, as zonas a estudar foram escolhidas maioritariamente de acordo com um estudo sobre séries de potência eólica colocável, realizado na REN em janeiro de 2008. Nesse estudo, do conjunto das zonas em análise selecionaram-se 10 (identificadas a vermelho no mapa do lado esquerdo da Figura 6) que se entendeu serem representativas do país em termos do recurso eólico, a nível de potencial.

Destas zonas, foram recolhidos dados da velocidade do vento relativamente a coordenadas situadas na zona interior Norte (**Z09** e **Z26**), na zona Centro (**Z34** e **Z36**), e na zona Sul (**Z42**), que corresponderam a locais coincidentes ou nas proximidades das 10 zonas acima referidas. Não foi possível selecionar uma zona de relevância a Norte, mais concretamente a zona Z02, tal como planeado inicialmente, devido à limitação espacial anteriormente referida (especificamente, a coordenada selecionada corresponde a um ponto no rio Minho, que se considerou um fator eliminatório). Além destas 5 zonas, foram ainda tidas em conta 3 outras (**Z20**, **Z28** e **Z41**), que se considerou serem relevantes, pelo facto de o ano de entrada em funcionamento dos parques eólicos circundantes ser posterior ao estudo realizado e a potência lá instalada ser relevante.

Na segunda fase do estudo, correspondente à utilização dos dados atualizados (MERRA-2), a grelha de pontos disponíveis para calibração foi aumentada. Além das 8 coordenadas geográficas utilizadas na primeira fase, acrescentaram-se outras 6 que



se consideraram relevantes, tendo em conta a localização dos parques eólicos (Figura 5). Mais concretamente, foram acrescentadas a zona a Norte que já não se encontra no rio, mas sim em Espanha (porém, perto da fronteira, pelo que se considerou mais representativa da zona), e as restantes zonas em Braga, Bragança, Castelo Branco, Portalegre e Setúbal, totalizando 14 zonas.

Na Figura 6 encontram-se rodeadas as zonas selecionadas para o estudo na primeira fase (à esquerda) e os locais de onde se extraiu dados estão assinalados a cores diferentes e os respetivos parques eólicos mais próximos e relevantes encontram-se numerados (à direita). Na Figura 7 e na Tabela 2 encontram-se as zonas finais selecionadas para a segunda fase do estudo e as respetivas coordenadas geográficas dos parques eólicos (PE) e dos locais disponíveis pela NASA.

Depois de selecionadas as zonas, foram escolhidos os parques eólicos mais relevantes e o mais próximo possível da coordenada geográfica selecionada (ver Tabela 2) tendo por base a informação obtida através das Energias Endógenas de Portugal, de onde se extraiu ainda a informação relativa aos modelos de aerogeradores predominantes. Esta informação encontra-se sumariada na Tabela 3.

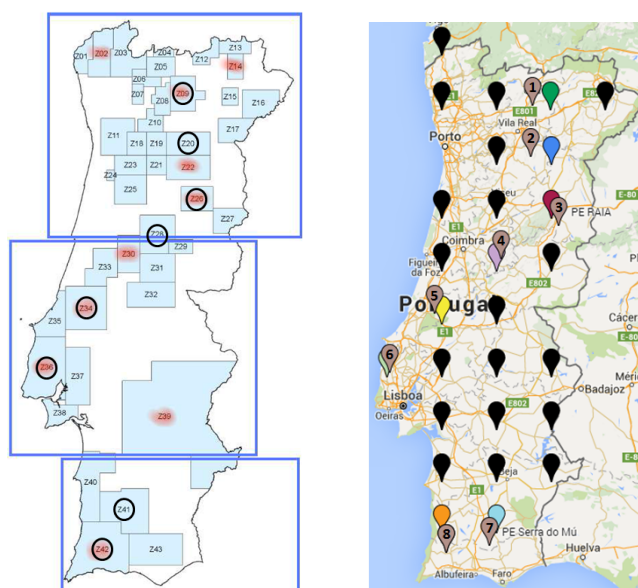


Figura 6 – Pontos do território nacional em estudo (fase 1)

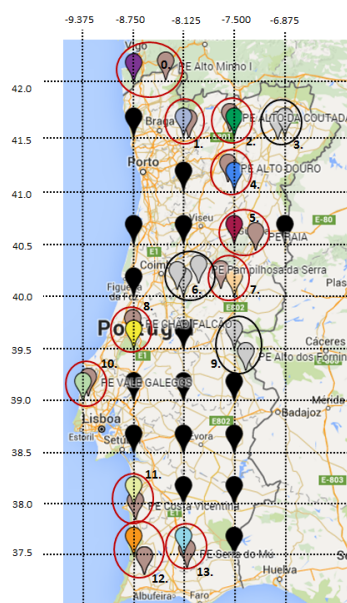


Figura 7 – Pontos do território nacional em estudo (fase 2)

Zona	Coordenada NASA	Coordenada PE
Z00	(42.0,-8.750)°	(42.015,-8.346)°
Z01	(41.5,-8.125)°	(41.484,-8.067)°
Z02	(41.5,-7.333)°	(41.545,-7.555)°
Z03	(41.5,-6.875)°	(41.464,-6.963)°
Z04	(41.0,-7.333)°	(41.070,-7.577)°
Z05	(40.5,-7.333)°	(40.430,-7.244)°
Z06	(40.0,-8.000)°	(40.121,-7.946)°
Z07	(40.0,-7.500)°	(40.069,-7.665)°
Z08	(39.5,-8.667)°	(39.609,-8.755)°
Z09	(39.5,-7.500)°	(39.295,-7.357)°
Z10	(39.0,-9.333)°	(39.047,-9.310)°
Z11	(38.0,-8.750)°	(37.853,-8.729)°
Z12	(37.5,-8.667)°	(37.307,-8.619)°
Z13	(37.5,-8.000)°	(37.376,-8.089)°

Tabela 2 – Coordenadas geográficas dos locais em estudo e respetivos parques

Zona	Parque eólico	Modelo(s) aerogerador(es)	Nº aerogeradores
Z00	Alto Minho I	ENERCON E-82 2MW	120
Z01	Terras Altas de Fafe	GAMESA G-87 2MW	53
Z02	Alto da Coutada	ENERCON E-82 2.3MW	72
Z03	Bornes	NORDEX N90 2.5MW	24
Z04	Alto Douro	ENERCON E-82 2.3MW	111
Z05	Raia	ENERCON E-82 2.3MW	56
Z06	Pampilhosa da Serra	VESTAS V90 3MW	38
Z07	Gardunha	ENERCON E-82 2MW	57
Z08	Chão Falcão	NORDEX N90 2.3MW	35
Z09	Alto dos Forninhos	SENVION MM92 2MW	4
Z10	Vale de Galegos	ENERCON E-82 2MW e 2.3MW	13
Z11	Costa Vicentina	REpower Systems AG MM82 2MW	5
Z12	Madrinha	ENERCON E-70 E4 2.3MW	5
Z13	Serra do Mú	ENERCON E-82 2MW	15

Tabela 3 – Informação relativa aos parques eólicos das zonas em estudo

**Observações:**

1. Para o modelo NORDEX N90 2.5MW (referente à zona Z03), existem duas curvas de potência disponíveis pelo fabricante, especificamente, HS (high speed) e LS (low speed), tendo-se tomado como modelo característico da zona o primeiro, dada a região em estudo ser caracterizada por um regime de ventos intenso.
2. Nalguns parques existem vários modelos de aerogeradores, nomeadamente os referentes às zonas Z00, Z04, Z07 e Z13, pelo que se optou como modelo representativo aquele para o qual existe um número predominante de máquinas.

### 3 Metodologia para a construção de séries de potência eólica colocável

*"Tell me and I forget. Teach me and I may remember. Involve me and I learn."*

---

Chinese proverb

Neste capítulo será descrita a metodologia utilizada a partir os dados do vento obtidos através da plataforma online da NASA, utilizados para a construção das séries de potência colocável.

#### 3.1 Descrição dos dados do vento

Os dados utilizados neste trabalho são relativos à velocidade e direção do vento e foram obtidos através da segunda versão do projeto Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA2) para um período compreendido entre janeiro de 1980 e dezembro de 2015. Este projeto consiste numa reanálise atmosférica feita pela National Aeronautics and Space Administration (NASA) para a era satélite.

Uma reanálise atmosférica é um método científico para desenvolver registos das mudanças climáticas ao longo do tempo, no qual são combinadas medições meteorológicas com um modelo de previsão numérica (meteorológica), que simula um ou mais aspetos do sistema terrestre. Com esta combinação obtém-se uma estimativa sintetizada do estado do sistema.

O projeto MERRA2 está relacionado com o GEOS DAS (Goddard Earth Observing System Data Assimilation System), que é usado para introduzir dados reais em modelos de dados meteorológicos, com o intuito de auxiliar as equipas da NASA. Além de produtos em "quase tempo real", o Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) utiliza, à data, a versão 5 do GEOS DAS (GEOS-5 DAS) para uma análise atmosférica da era satélite (1980-presente). Este projeto (MERRA2) está disponível online através do MDISC (Modeling and Assimilation Data and Information Services Center) (GMAO, 2016) e corresponde a uma atualização do projeto MERRA. De salientar que esta atualização entrou em vigor durante a realização do estágio, tendo sido inicialmente usados os dados relativos ao projeto MERRA e, posteriormente, foram refeitas as séries para os dados relativos ao projeto MERRA2.

De acordo com Olauson and Bergkvist (2015), há diversos conjuntos de dados de reanálise para modelos meteorológicos, cujo desempenho tem melhorado consideravelmente ao longo dos últimos anos.

O conjunto de dados obtidos através do projeto MERRA2 possui uma resolução temporal relativamente alta, mas não tanto a nível espacial. Mais concretamente, correspondem a dados horários e a grelha de pontos tem uma resolução de  $0.5^\circ \times 0.625^\circ$ . Relativamente à primeira versão do projeto, cuja resolução era de  $\frac{1}{2}^\circ$  de latitude por  $\frac{2}{3}^\circ$  de longitude (aproximadamente  $0.5 \times 0.667^\circ$ ), apenas os valores de longitude sofreram alterações.

Apesar de o conjunto de dados utilizado ser uma reanálise e, consequentemente, ter um menor erro associado quando comparado com previsões, existem algumas incertezas, mesmo assim. Estas verificam-se, em parte, devido a limitações de resolução, sobretudo espacial.

Os dados foram descarregados no formato NetCDF4 (.nc4), compatível com o software (R Core Team, 2016), de acordo com os procedimentos do Apêndice B.

### 3.1.1 Variáveis utilizadas

Os dados utilizados são referentes a velocidades do vento segundo as direções Este e Norte, representadas pelas componentes  $U$  e  $V$ , respetivamente, e segundo as quais se definiu o módulo da velocidade e a direção a partir do ângulo  $\theta$  entre elas formado, onde  $U = r \cdot \cos\theta$ ,  $V = r \cdot \sin\theta$  e  $\theta = \arctg\left(\frac{V}{U}\right)$  (figura 8). As velocidades estão disponíveis a três alturas diferentes,  $2 + d$ ,  $10 + d$  e  $50$  metros, onde  $d$  é designado por "displacement height" (variável DISPH), que corresponde a uma "altura de ajuste" utilizada para alturas próximas do solo, de forma a ter em conta os efeitos de alguns obstáculos na velocidade e direção do vento, como sendo edifícios ou árvores. Das velocidades a estas três alturas apenas foram utilizadas as duas últimas, por serem mais próximas da altura do rotor.

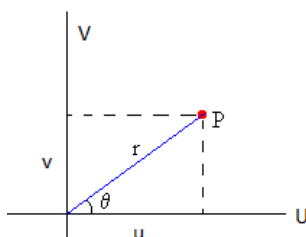


Figura 8 – Representação das componentes Este ( $U$ ) e Norte ( $V$ )

As variáveis selecionadas foram, portanto, o "displacement height" (DISPH) e as velocidades do vento a  $10$  metros do DISPH e a  $50$  metros do solo, ambas segundo as direções Este e Norte. Estas variáveis, sumariadas na tabela 4, encontram-se disponíveis para cada coordenada geográfica, tendo sido selecionadas para este trabalho  $14$  latitudes e longitudes, descritas anteriormente na tabela 2.

Para todas as coordenadas geográficas existe uma variável em comum, o tempo. Os dados correspondem a médias horárias resultantes de uma sequência contínua de dados ao longo de cada hora, estando cada intervalo de tempo referenciado pelo seu tempo central, ou seja,  $0:30$ ,  $1:30$ ,  $2:30$ ,  $3:30$ , ... ,  $23:30$  (GMT).

Variável	Descrição	Unidades
<b>DISPH</b>	"Displacement height"	m
<b>U10M</b>	Vento de Este a 10 metros do DISPH	m/s
<b>U50M</b>	Vento de Este a 50 metros do solo	m/s
<b>V10M</b>	Vento de Norte a 10 metros do DISPH	m/s
<b>V50M</b>	Vento de Norte a 50 metros do solo	m/s

Tabela 4 – Variáveis selecionadas

### 3.1.2 Transformação das componentes $U$ e $V$ para velocidade e direção

Uma vez que as velocidades a diferentes alturas são dadas segundo as componentes  $U$  e  $V$ , primeiramente calculou-se o módulo da velocidade do vento para cada uma das duas alturas, passando a ter duas variáveis **v10d** e **v50**, correspondentes às velocidades, em módulo, do vento a 10+d e 50 metros de altura, respetivamente.

Para cada altura  $h$ , a velocidade é dada por

$$v_h = \sqrt{(U_h M)^2 + (V_h M)^2} \text{ (m/s)} \quad (3.1)$$

onde  $U_h M$  e  $V_h M$  representam as velocidades do vento segundo as componentes  $U$  e  $V$ , respetivamente, à altura  $h$ .

A direção do vento é dada segundo o ângulo  $\theta_h$ , onde

$$\theta_h = \begin{cases} \arctg\left(\frac{V_h M}{U_h M}\right) + 180^\circ, & \text{se } U > 0 \\ \arctg\left(\frac{V_h M}{U_h M}\right) + 360^\circ, & \text{se } U < 0, V > 0 \\ \arctg\left(\frac{V_h M}{U_h M}\right), & \text{se } U < 0, V < 0 \end{cases}$$

Foi então utilizada uma divisão da rosa dos ventos em 16 setores (figura 9), ou seja, cada setor com uma amplitude de  $22,5^\circ$ , para criar uma nova variável referente à direção do vento **dir** calculada de acordo com a tabela 5. A divisão foi feita associando a amplitude nula ao sentido Este e as restantes direções foram definidas segundo o



sentido anti-horário. É de notar que a direção indica "de onde" vem o vento e não "para onde" vai.

Direção (dir)	Intervalo de $\theta$ ( $^{\circ}$ )
<b>E</b>	$[0, 11.25[ \cup [348.75, 360[$
<b>ENE</b>	$[11.25, 33.75[$
<b>NE</b>	$[33.75, 56.25[$
<b>NNE</b>	$[56.25, 78.75[$
<b>N</b>	$[78.75, 101.25[$
<b>NNW</b>	$[101.25, 123.75[$
<b>NW</b>	$[123.75, 146.25[$
<b>WNW</b>	$[146.25, 168.75[$
<b>W</b>	$[168.75, 191.25[$
<b>WSW</b>	$[191.25, 213.75[$
<b>SW</b>	$[213.75, 236.25[$
<b>SSW</b>	$[236.25, 258.75[$
<b>S</b>	$[258.75, 281.25[$
<b>SSE</b>	$[281.25, 303.75[$
<b>SE</b>	$[303.75, 326.25[$
<b>ESE</b>	$[326.25, 348.75[$

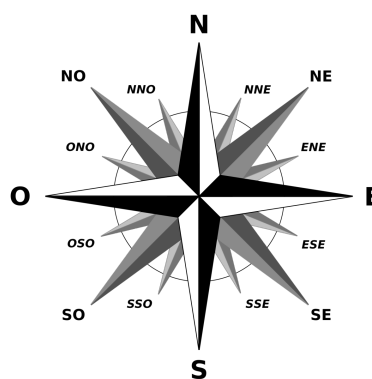


Figura 9 – Rosa dos ventos

Tabela 5 – Variação da direção  
com o ângulo  $\theta$

### 3.2 Extrapolação vertical da velocidade do vento

Tal como referido anteriormente, as medições da velocidade do vento, geralmente, não são feitas à altura do rotor. No caso em estudo, a maior altura corresponde a 50 m, pelo que é necessário extrapolar essas velocidades para alturas próximas da altura média do rotor. Neste caso, dada a altura atual dos geradores eólicos, considerou-se desejável a extrapolação para uma altura de 80 m.

Na indústria eólica, a **lei de potência** é o ajuste mais utilizado para definir perfis verticais de velocidade. A lei é dada pela equação (Olauson and Bergkvist, 2015)

$$v(h_1) = v(h_2) \left( \frac{h_1 - d}{h_2 - d} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

onde  $v(h_1)$  e  $v(h_2)$  são as velocidades do vento às alturas  $h_1$  e  $h_2$ ,  $h_1 > h_2$ ,  $d$  corresponde à "altura de ajuste" (displacement height) e  $\alpha$  é usualmente designado por "expoente de corte" (wind shear exponent).

Nos estudos realizados pelo INEGI que serviram de suporte inicial a este estudo, o valor de  $\alpha$  é assumido como o valor standard na literatura,  $1/7$ . Porém, como referem Şen et al. (2012), em situações reais o valor do coeficiente não é constante e depende de inúmeros fatores, como sendo a temperatura, a humidade, a hora do dia e a própria velocidade do vento, bem como a natureza do terreno. Por este motivo, calcularam-se valores do coeficiente de  $\alpha$  para cada uma das zonas, da forma que abaixo se explora, de forma a obter um valor representativo de cada uma.

Da mesma forma que alguns materiais criam atrito em pisos polidos, os terrenos acidentados fazem com que haja mais atrito no ar. A uma topografia plana (campos planos, água) estão associados valores baixos do expoente de corte (0.1 a 0.2), ao passo que os valores mais elevados (0.3 a 0.6) estão associados a zonas montanhosas e arborizadas ou com muitos edifícios. Uma tabela dos valores médios do expoente para cada um dos tipos de terreno pode ser consultada em Patel (2006).

O coeficiente  $\alpha$  representativo de cada zona foi calculado através da média de valores  $\alpha_i$ , que representam o expoente de corte no instante  $i$ :

$$\alpha_i = \frac{\log(v_i(h_1)) - \log(v_i(h_2))}{\log(h_1 - d) - \log(h_2 - d)} \quad (3.3)$$

No caso em estudo, uma vez que se dispõe de alturas a  $10 + d$  e 50 metros, foram calculados, para cada zona em estudo, os valores de  $\alpha$  através da equação (3.3), para  $h_1 = 50$  e  $h_2 = 10 + d$ , visto serem as alturas mais próximas da altura para a qual se pretende extrapolar a velocidade do vento (80m). Além disso, a diferença considerável entre alturas é um requisito a ter em conta, devido à sensibilidade da escala logarítmica.

Fazendo a média dos valores de  $\alpha_i$  obtidos para os diferentes instantes, isto é, todas as horas do período compreendido entre 1980 e 2015, obtém-se um valor representativo da zona.

### 3.3 Estimação da curva de potência

Dispor de uma expressão analítica que aproxime os pontos da curva de potência é de evidente utilidade. Na zona de funcionamento em que a potência varia com a velocidade do vento, uma função adequada para representar a curva de potência típica de um gerador eólico nessa zona é a chamada **função sigmóide**. Nestas condições, a curva de potência pode ser definida analiticamente como (Castro, 2011)

$$\begin{cases} P_e = 0, 0 \leq v < v_0 \\ P_e = \frac{P_N}{1 + \exp\left(-\frac{v-a}{b}\right)}, v_0 \leq v < v_N \\ P_e = P_N, v_N \leq v \leq v_{max} \\ P_e = 0, v > v_{max} \end{cases} \quad (3.4)$$

onde  $v_0$  representa a velocidade do vento a partir da qual o aerogerador entra em funcionamento,  $a$  e  $b$  são dois parâmetros ajustados pelo método dos mínimos quadrados

não linear (Apêndice D),  $P_N$  é a potência nominal do aerogerador,  $v_N$  a velocidade nominal (velocidade para a qual a potência nominal é atingida) e  $v_{max}$  representa a velocidade de corte. Na tabela 6 constam as potências nominais associadas a cada modelo de aerogerador.

Zonas	Modelos aerogerador(es)	Potência nominal (kW)
Z00, Z07 e Z13	ENERCON E-82 2MW	2050
Z02, Z04 e Z05	ENERCON E-82 2.3MW	2350
Z12	ENERCON E-70 E4 2.3MW	2310
Z01	GAMESA G-87 2.0MW	2000
Z06	VESTAS V90 3MW	3000
Z08	NORDEX N90 2.3MW	2300
Z03	NORDEX N90 2500 HS	2500
Z11	REpower Systems MM82 2.0MW	2000
Z09	SENVION MM92 2.05MW	2020
Z10	ENERCON E-82 2.3 e 2.0MW	2200

Tabela 6 – Potências nominais associadas a cada aerogerador

Note-se que no caso do parque eólico associado à zona Z10 existem duas curvas de potência associadas, pelo que se calculou a média ponderada das mesmas. Por outro lado, para a zona Z12, a curva de potência disponível pelo fabricante para o modelo E-70 E4 é de 2300 e não 2000 kW. Esta potência nominal "ajustada" é da responsabilidade do parque, e tem como motivo a necessidade de satisfazer determinados requisitos de potência máxima ou outras normas legislativas e/ou ambientais. Porém, foi utilizada a curva de potência disponível pelo fabricante tal como se apresenta.

### Erro de estimação

De acordo com Hyndman (2006), o Erro Percentual Absoluto Médio simétrico (sMAPE) expressa a precisão da aproximação feita (neste caso, através da função sigmóide) como percentagem do erro, através da seguinte expressão

$$sMAPE = \frac{200}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|P_i - P_{e_i}|}{P_i + P_{e_i}} \quad (3.5)$$

onde, neste caso,  $P_i$  representa o valor de potência da curva fornecida pelos fabricantes para a velocidade  $i$ ,  $P_{e_i}$  corresponde ao valor ajustado pela curva sigmóide e  $n$  é igual ao número de observações ( $n=22$ ). É de referir que os valores de potência associados às velocidades de vento mais baixas (1, 2 e 3 m/s) não foram tidas em consideração para o cálculo do erro, uma vez que, para esta gama de velocidades, a potência associada é nula ou pouco significativa.

Apesar de ser mais usual usar o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE <sup>1</sup>) como medida de erro em termos de percentagem, optou-se pelo erro sMAPE uma vez que o primeiro "penaliza" mais os erros negativos, ou seja, quando a potência real é inferior à estimativa obtida, do que os erros positivos.

Por fim, a combinação da curva de potência com a série de vento extrapolada a partir dos dados de velocidade de vento disponíveis pela NASA resulta na série de potência, tal como esquematizado na figura 10.

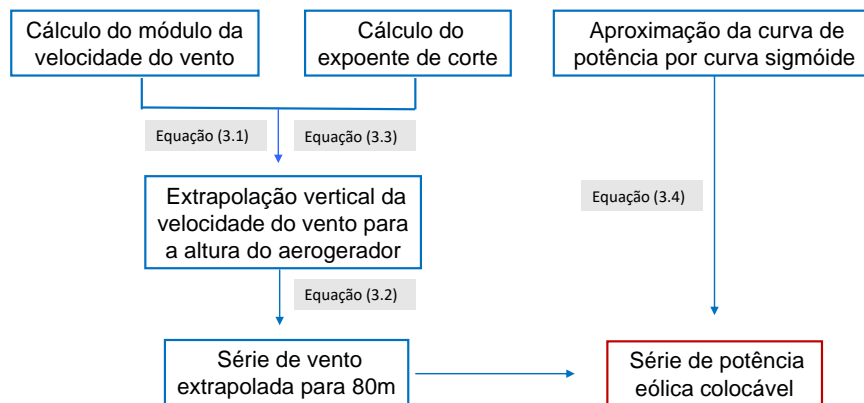


Figura 10 – Metodologia de determinação das séries de potência eólica

<sup>1</sup>  $MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_i - P_{e_i}}{P_i} \right|$

### 3.4 Validação dos resultados obtidos

Com o objetivo de avaliar a metodologia utilizada e a qualidade das séries de potência obtidas efetuou-se uma comparação com as séries de potência real ligada.

O processo de validação foi efetuado para anos civis completos, desde a construção dos parques eólicos de cada zona em estudo. É de salientar que os dados de potência ligada obtidos através da base de dados da REN possuem uma resolução temporal de 15 em 15 minutos, pelo que foi necessário agregar os dados de hora a hora. Além disto, foi necessário ter em atenção que os dados da NASA estão referenciados pelo fuso horário GMT, pelo que não contemplam mudanças de hora, motivo pelo qual foi necessário duplicar a hora anterior à "hora em falta" no último domingo de março de cada ano e eliminar a "hora a mais" no último domingo de outubro de cada ano para as séries de potência (real) ligada.

De forma a complementar a apresentação gráfica dos resultados, calculou-se a correlação entre as séries obtidas e os dados reais, através do coeficiente de correlação amostral de Pearson,  $r$ .

Calculou-se ainda o erro médio absoluto standardizado (MASE) associado à série  $y_t$  de potência real ligada no parque eólico representativo de cada uma das zonas e a respetiva série de potência estimada,  $\hat{y}_t$ . O MASE foi proposto por Hyndman and Athanasopoulos (2012) e é definido para séries temporais sazonais de período  $m$  como

$$MASE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left( \frac{|y_t - \hat{y}_t|}{\frac{1}{n-m} \sum_{t=m+1}^n |y_t - y_{t-m}|} \right) = \frac{\sum_{t=1}^n |y_t - \hat{y}_t|}{\frac{n}{n-m} \sum_{t=m+1}^n |y_t - y_{t-m}|} \quad (3.6)$$

O MASE tem por base a comparação do erro médio absoluto das séries obtidas com o erro médio absoluto de um método *naïve* de previsão aplicado ao conjunto de treino, que utiliza o valor da previsão  $\hat{y}_t$  como sendo o valor associado à observação do período anterior  $y_{t-m}$ .

O valor do MASE é inferior (respetivamente, superior) a 1 se a previsão obtida é melhor (respetivamente, pior) do que a efetuada pelo método *naïve*.

Uma vez que se pretende comparar os resultados obtidos entre as diferentes zonas e, sobretudo, sem comprometer a confidencialidade dos dados dos parques eólicos, considerou-se que o MASE seria a melhor métrica de erro a utilizar, com um período associado de  $m = 24$  horas.

### 3.5 Construção de uma série - exemplo

Para ilustrar a metodologia desenvolvida neste trabalho, será utilizada a zona de Lisboa (Z10). Optou-se por esta zona por ser aquela que apresentou um regime de ventos e potência mais intensos, como poderá ser visto mais à frente nos resultados.

O parque eólico mais relevante próximo da zona seleccionada é o parque eólico de Vale de Galegos, que possui 13 aerogeradores, com um total de 27.8MW de potência instalada. A informação relativa a todos os parques utilizados no estudo está disponível na pasta "Parques Eólicos", tal como referido no Apêndice A, e foi obtida através da e2p (Energias Endógenas de Portugal, 2016).

Depois de obter a curva de potência através do fabricante (ENERCON, 2016) para a zona em estudo, aproximou-se a curva por uma função sigmóide, da forma detalhada na subsecção 3.3. A aproximação obtida encontra-se representada na figura 11.

Na figura 12 encontra-se um extrato da série da velocidade do vento extrapolada (com valor do expoente de corte,  $\alpha$ , obtido de 0.238) para a zona de exemplificação (Z10) no ano 2015.

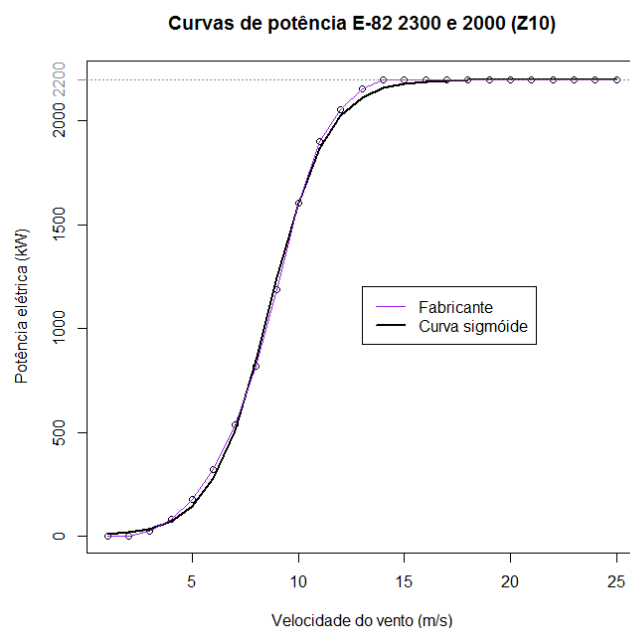


Figura 11 – Aproximação da curva de potência (CP) por curva sigmóide

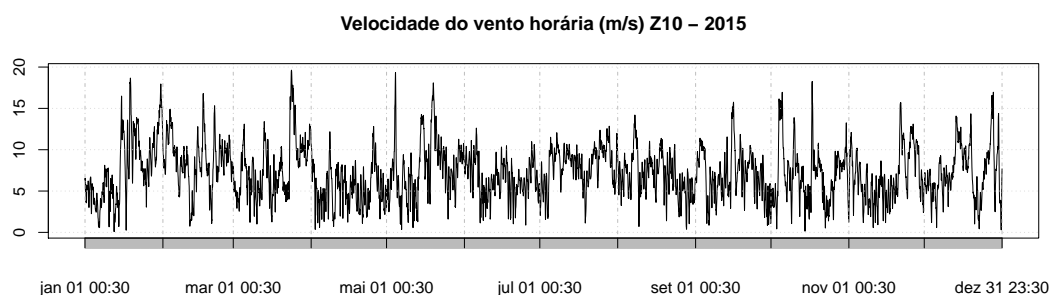


Figura 12 – Extrato da série da velocidade do vento (m/s) extrapolada para os 80m para a zona Z10

Conjugando a curva de potência estimada com a série de velocidade do vento extrapolada obteve-se uma série de potência (representada a preto na figura 13). Tendo em conta a evolução do parque eólico em termos de potência ligada e as limitações da rede descritas na base de dados da REN, procedeu-se à validação da série obtida, comparando-a com a potência real ligada (representada a vermelho na figura 13).



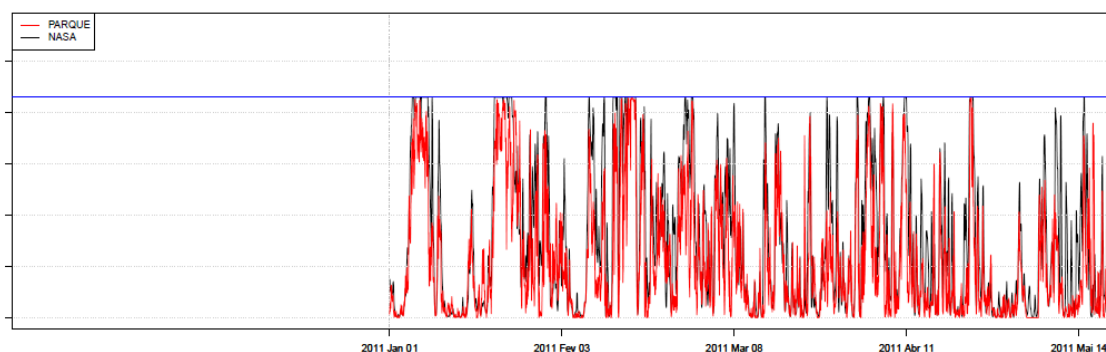


Figura 13 – Extrato da série de potência (MW) obtida na fase de calibração para a zona Z10, comparada com a série de potência real ligada

A razão obtida entre os desvios padrão da série real e da série obtida foi de  $\sigma_{y_t}/\sigma_{\hat{y}_t} = 0.764$ , ou seja, o desvio padrão da série real é inferior à série estimada. O valor MASE obtido para esta zona foi de 0.767, o que significa que a série construída produz um melhor resultado do que o método *naïve*, tal como se esperava. Além disso, o coeficiente de correlação entre as séries é de 0.84, indicando uma forte correlação entre elas.

Por fim, apresenta-se um extrato da série de potência eólica colocável (potência unitária) obtida para o último ano (2015).

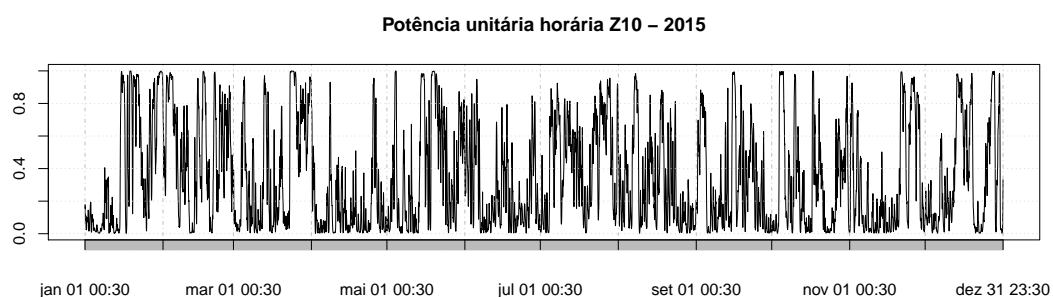


Figura 14 – Extrato da série de potência unitária obtida para a zona Z10



## 4 Resultados e análise

*"Persistence guarantees that  
results are inevitable."*

---

Paramahansa Yogananda

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos, que incluem os valores de expoente de corte representativos de cada zona em estudo, as curvas de potências obtidas e o respetivo erro SMAPE associado, as séries de velocidade do vento extrapoladas para os 80m e as séries de potência eólica colocável obtidas.

### 4.1 Séries de vento

As séries de vento foram obtidas através da extrapolação para os 80 metros de altura dos dados horários de velocidade do vento a 50 metros através da equação (3.2). Na Tabela 7, apresentam-se os valores do expoente de corte representativos de cada zona, calculados de acordo com a equação (3.3), utilizados para a extrapolação.

Zona	Z00	Z01	Z02	Z03	Z04	Z05	Z06
$\alpha$	0.313	0.435	0.252	0.235	0.224	0.209	0.421
Zona	Z07	Z08	Z09	Z10	Z11	Z12	Z13
$\alpha$	0.238	0.264	0.163	0.238	0.182	0.177	0.226

Tabela 7 – Valores de  $\alpha$  representativos de cada zona em estudo

É de referir que foram obtidos alguns valores  $\alpha_i$  (equação (3.3)) negativos, o que significa que as velocidades a  $10 + d$  metros são superiores à velocidade a 50 metros nalguns instantes. Porém, dado o número elevado de dados (mais de 315 000), como

no máximo foram obtidos aproximadamente 1.69% de valores negativos, esta questão não foi tida como relevante, considerando-se que foi, muito provavelmente, resultado da própria reanálise atmosférica. De notar que não foi efetuada alguma análise de sensibilidade ao valor de  $\alpha$ .

Foi solicitada a construção de séries com uma extensão o mais elevada possível, que, tal como referido anteriormente, correspondeu a um período de 36 anos. Porém, a análise dos resultados obtidos será feita apenas para um período de 10 anos, que, de acordo com o INEGI (2007), corresponde a um período suficiente para a caracterização do vento como variável climatológica.

Além disto, é de salientar que as análises efetuadas sobre aspetos de sazonalidade são dependentes não só da localização das zonas em estudo, como de muitos outros fatores que condicionam o clima e relativamente aos quais este trabalho não incide.

### **Caracterização da velocidade do vento**

Existem diversas distribuições de probabilidade propostas para a velocidade do vento, tais como as distribuições de Weibull, gama ou log-normal (Apêndice E). Porém, a distribuição de Weibull é a mais usual para modelar a velocidade do vento (Castro, 2011).

Os parâmetros das distribuições foram estimados com recurso ao comando *fitdist* do software (R Core Team, 2016) por estimação por máxima verosimilhança, tendo sido obtidos para a zona de ilustração (Z10) os parâmetros que se encontram na Tabela 8

Distribuição	Parâmetros estimados
Weibull	$\kappa \approx 2.449, \lambda \approx 8.194$
Gama	$\alpha \approx 4.498, \beta \approx 1.618$
Lognormal	$\mu \approx 1.869, \sigma \approx 0.530$

Tabela 8 – Parâmetros estimados para as diferentes distribuições

Na Figura 15 apresentam-se o histograma das velocidades do vento a 80m e as funções densidade de probabilidade (fdp) teóricas obtidas para as três distribuições acima descritas, à esquerda, e a função de distribuição acumulada (fda) empírica comparativamente às funções de distribuição teóricas (à direita). É possível verificar que a distribuição de Weibull é a que melhor se ajusta aos dados, o que se pode confirmar pela análise da Tabela 9, que contém os valores obtidos para os critérios de informação de Akaike  $AIC = -2L(\theta, f) + 2k$  e Bayesiano  $BIC = -2L(\theta, f) + 2k \log(n)$  (Sakamoto et al., 1986), onde  $n$  representa o número de observações,  $k$  o número de parâmetros estimados e  $L(\theta, f)$  a função de máxima verosimilhança, sendo  $\theta$  o vetor dos parâmetros da função densidade de probabilidade  $f(x; \theta)$  a estimar.

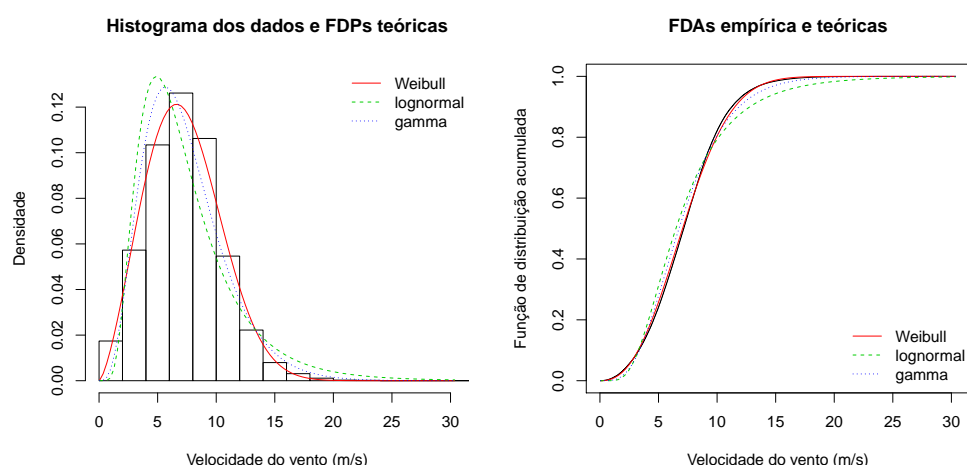


Figura 15 – Comparação das fdp e fda obtidas para as diferentes distribuições

	Weibull	Gama	Lognormal
<b>AIC</b>	446397.3	451142.5	465318.8
<b>BIC</b>	446416.1	451161.2	465337.6

Tabela 9 – Critérios de informação para a estimação dos parâmetros

Através da análise do histograma das velocidades e do gráfico da fdp é possível ter uma ideia dos valores para os quais o aerogerador será eficiente e, idealmente,

escolher os modelos de aerogeradores tendo estes aspetos em conta. Neste caso, a maior gama de frequência de velocidades situa-se entre os 5 e os 10 m/s.

### **Variabilidade horária**

Dada a frequência dos dados (horária), optou-se por fazer uma análise mais detalhada, comparando para cada uma das zonas o inverno (que compreende os meses entre outubro e março) e o verão (que compreende os meses entre abril e setembro).

A sazonalidade apresenta algumas diferenças nas zonas analisadas. Através dos padrões diários do vento representados nas Figuras 16 e 17, verifica-se que nas regiões Norte e Centro, de uma forma geral, o regime de ventos é mais intenso no inverno do que no verão. Na zona Oeste (Leiria e Lisboa), no Algarve e na Costa Alentejana o regime de ventos é ligeiramente diferente, verificando-se que as médias horárias durante a tarde e início da noite são superiores no verão. Verifica-se ainda que, geralmente, há uma maior oscilação entre as velocidades médias no verão do que no inverno.

Relativamente ao inverno, verifica-se que na região do Minho e Douro Litoral e Castelo Branco o máximo ocorre durante a noite, em particular de madrugada, ao passo que no interior Norte e Centro o máximo ocorre às 13h. Por outro lado, nas zonas a Sul a hora mais ventosa é ao final da tarde, entre as 18h e as 19h. Quanto ao padrão de verão, é possível identificar uma tendência de aumento do vento durante a tarde, atingindo o pico ao final da mesma, com exceção das zonas de Viana do Castelo e Braga, que ocorre às 16h. Em todas as zonas existe uma quebra típica de intensidade durante a madrugada e/ou início da manhã.

É ainda de salientar que a zona com um regime mais intenso, como já tinha sido referido anteriormente, é Lisboa (Z10), ao passo que Braga (Z01) é a zona com um regime menos intenso.

### **Variabilidade mensal e anual**

Em termos de variabilidade mensal da intensidade da velocidade do vento, pode verificar-se na Figura 18 que, de forma geral, o inverno (outubro a março) é mais ventoso. Porém, alguns meses de verão (abril a setembro) também se caracterizam por um regime de ventos intenso, nomeadamente julho e agosto. Geralmente setembro é o mês menos ventoso, com exceção das zonas de Viana do Castelo (a vermelho) e Braga (a azul), menos ventosas no mês de julho. Novamente, Lisboa e Braga apresentam-se como as zonas mais e menos ventosas, respetivamente, em termos mensais.

Em termos anuais, ainda através da análise da Figura 18, verifica-se que 2010 e 2013 foram os anos com regimes de vento mais intensos. Por sua vez, 2007, 2008, 2011 e 2012 registaram menores velocidades de vento em termos médios anuais.

### **Direção do vento**

No que diz respeito à direção do vento, apesar de não ter sido aprofundado o estudo das séries, é apresentada na Figura 19 para cada uma das zonas analisadas a rosa dos ventos para as direções do vento definidas na Tabela 5 para a altura de 50m.

Através da análise da Figura 19, verifica-se que a direção do vento predominante nos últimos 10 anos em Braga e Vila Real foi Sul, existindo porém, como seria de esperar, uma forte predominância nos quadrantes a Norte. Viana do Castelo é a zona para a qual se verifica uma maior uniformidade na direção do vento. Nas zonas do interior Norte as direções predominantes são Noroeste e Sudoeste e nas cinco zonas mais a Sul a direção predominante é Noroeste.

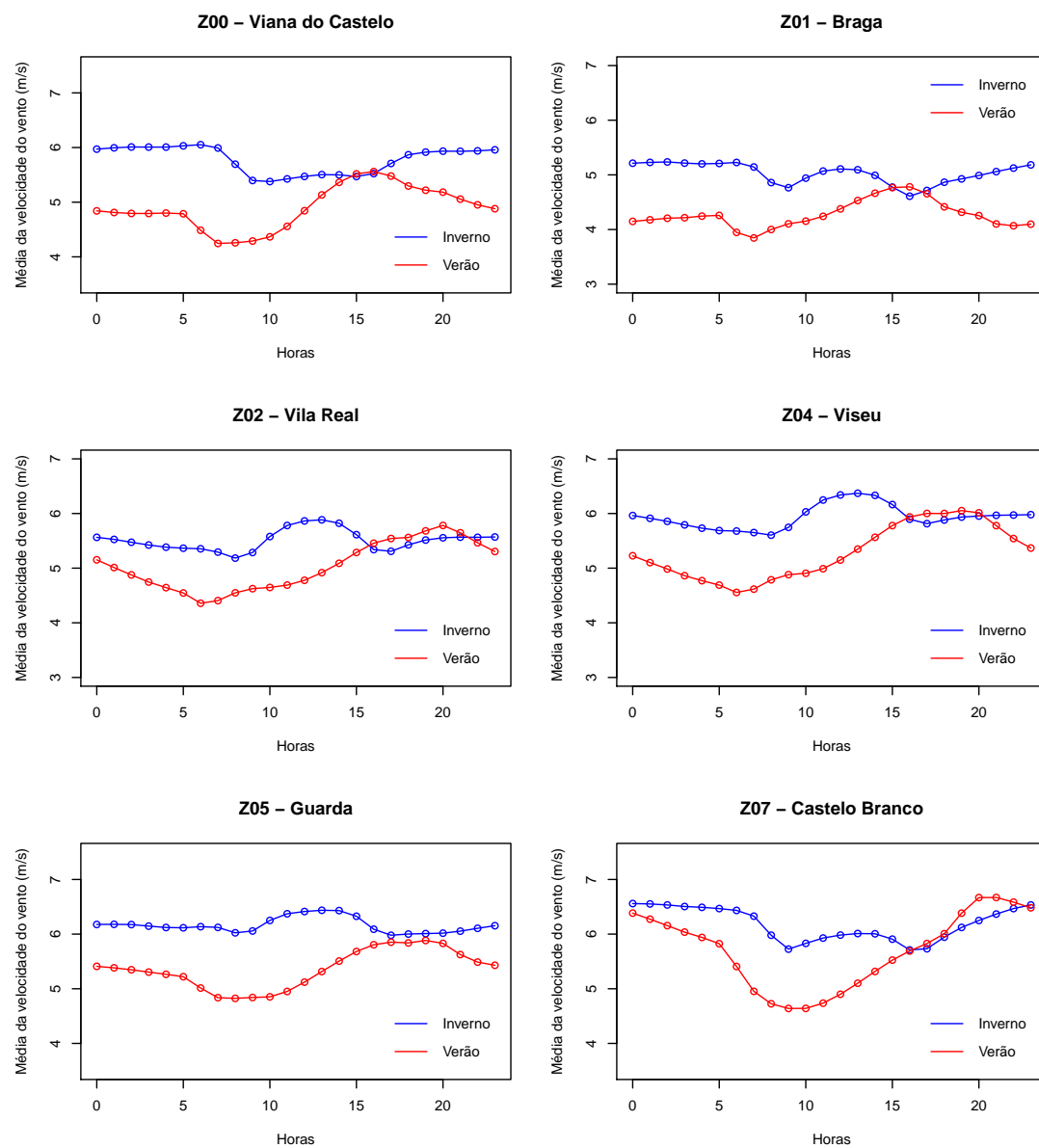


Figura 16 – Padrões diários do vento - Norte e Centro



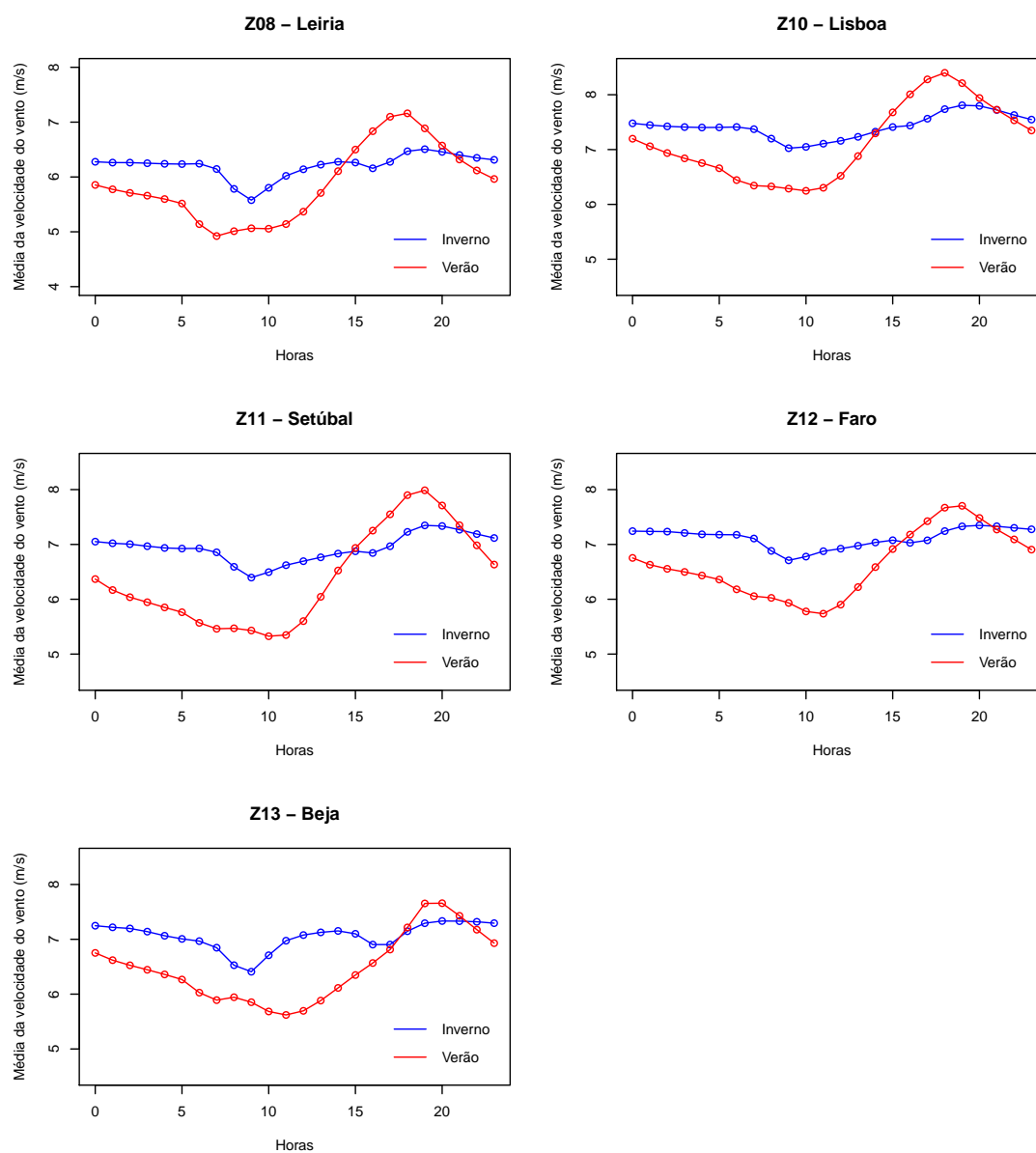


Figura 17 – Padrões diários do vento - Zona Oeste e Sul

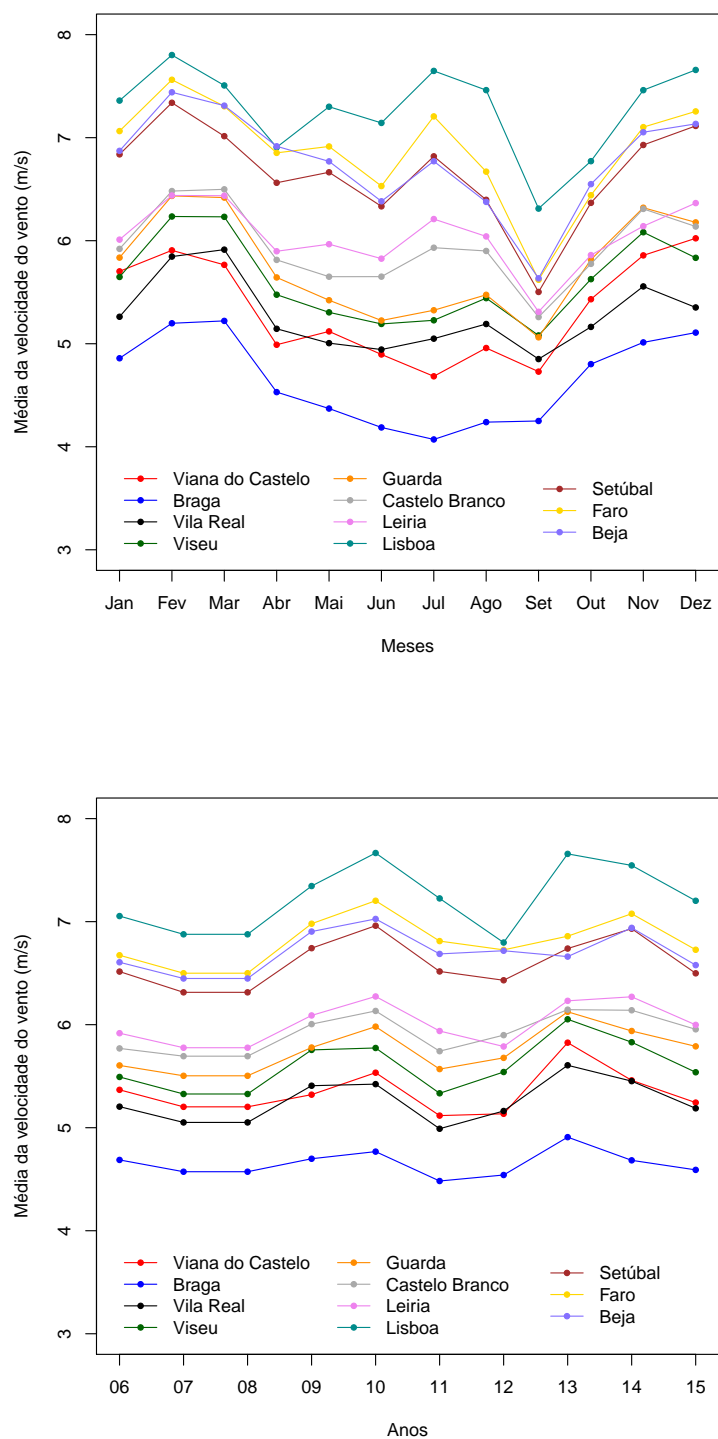


Figura 18 – Padrões mensais e anuais de vento

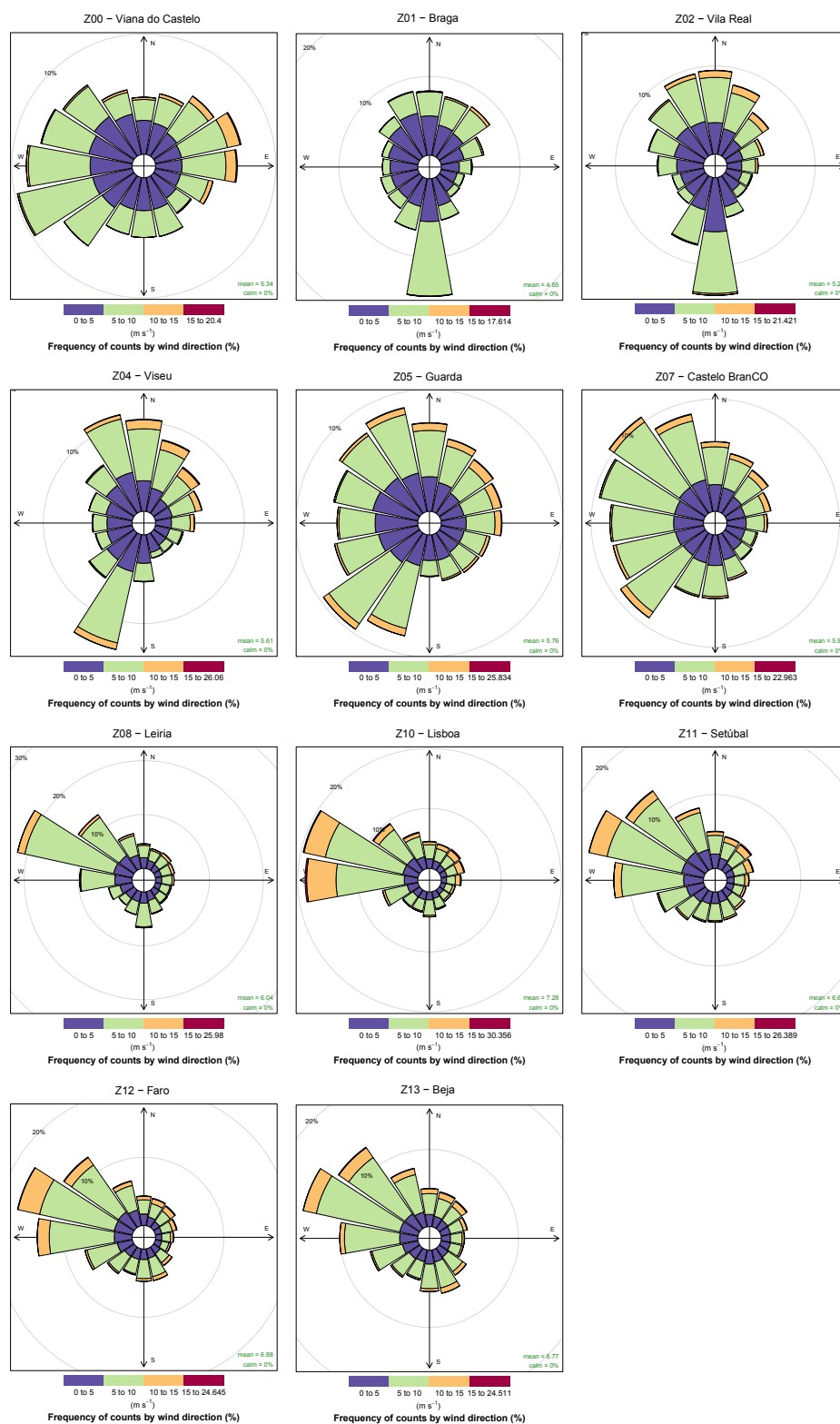


Figura 19 – Rosas dos ventos para as diferentes zonas

## 4.2 Séries de potência

### Curvas de potência

A tabela 10 apresenta os valores iniciais obtidos para os parâmetros  $a$  e  $b$  da equação (3.4), designados por  $a_1$  e  $b_1$ , respetivamente, estimados pelo método dos mínimos quadrados não linear, de acordo com o Apêndice D, os parâmetros finais obtidos através do método e os respetivos erros SMAPE.

Zonas	Valores iniciais	Parâmetros estimados	SMAPE(%)
<b>Z00, Z07 e Z13</b>	$a_1 \approx 7.702$ ; $b_1 \approx 1.595$	$a \approx 8.412$ ; $b \approx 1.257$	5.1
<b>Z02, Z04 e Z05</b>	$a_1 \approx 7.972$ ; $b_1 \approx 1.604$	$a \approx 8.904$ ; $b \approx 1.469$	2.0
<b>Z12</b>	$a_1 \approx 9.329$ ; $b_1 \approx 1.491$	$a \approx 9.665$ ; $b \approx 1.573$	3.3
<b>Z01</b>	$a_1 \approx 7.188$ ; $b_1 \approx 1.754$	$a \approx 8.379$ ; $b \approx 1.339$	2.9
<b>Z06</b>	$a_1 \approx 8.557$ ; $b_1 \approx 1.561$	$a \approx 9.453$ ; $b \approx 1.583$	3.6
<b>Z08</b>	$a_1 \approx 7.073$ ; $b_1 \approx 1.683$	$a \approx 8.630$ ; $b \approx 1.339$	6.5
<b>Z03</b>	$a_1 \approx 7.482$ ; $b_1 \approx 1.610$	$a \approx 8.720$ ; $b \approx 1.349$	6.2
<b>Z11</b>	$a_1 \approx 7.459$ ; $b_1 \approx 1.704$	$a \approx 8.732$ ; $b \approx 1.449$	3.1
<b>Z09</b>	$a_1 \approx 4.971$ ; $b_1 \approx 1.836$	$a \approx 7.718$ ; $b \approx 1.156$	4.9
<b>Z10</b>	$a_1 \approx 8.287$ ; $b_1 \approx 1.545$	$a \approx 8.644$ ; $b \approx 1.365$	3.3

Tabela 10 – Parâmetros obtidos através do MMQ não linear e SMAPE associado

Com exceção dos erros SMAPE obtidos para as zonas Z03 e Z08, de 6.2 e 6.5%, respetivamente, os restantes erros encontram-se abaixo de 6.0% e, para todos os casos, as aproximações obtidas revelaram-se bastante satisfatórias.

As curvas de potência obtidas através dos fabricantes e as aproximações efetuadas encontram-se nas figuras 20 e 21, respetivamente.

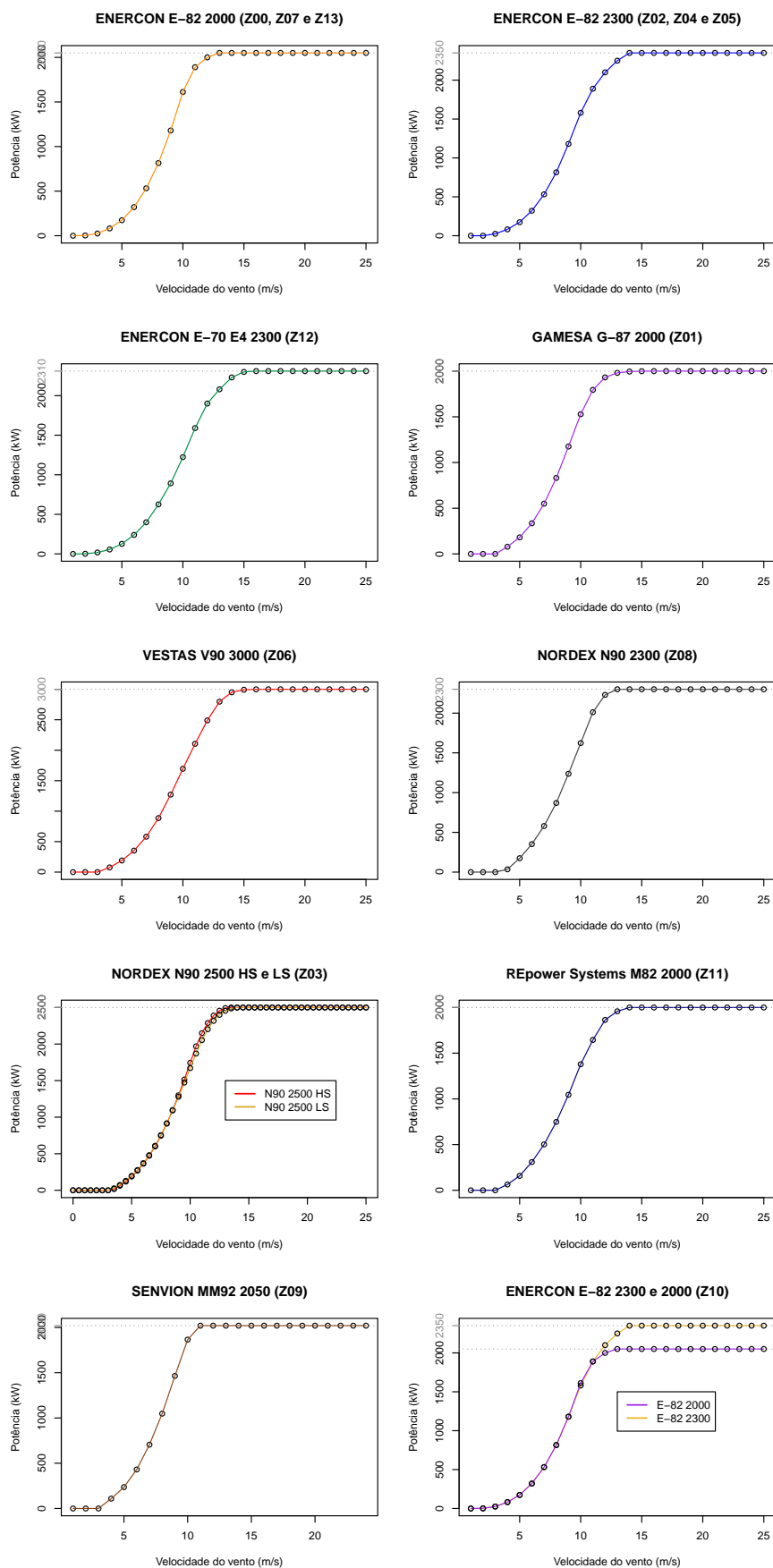


Figura 20 – Curvas de potência reais

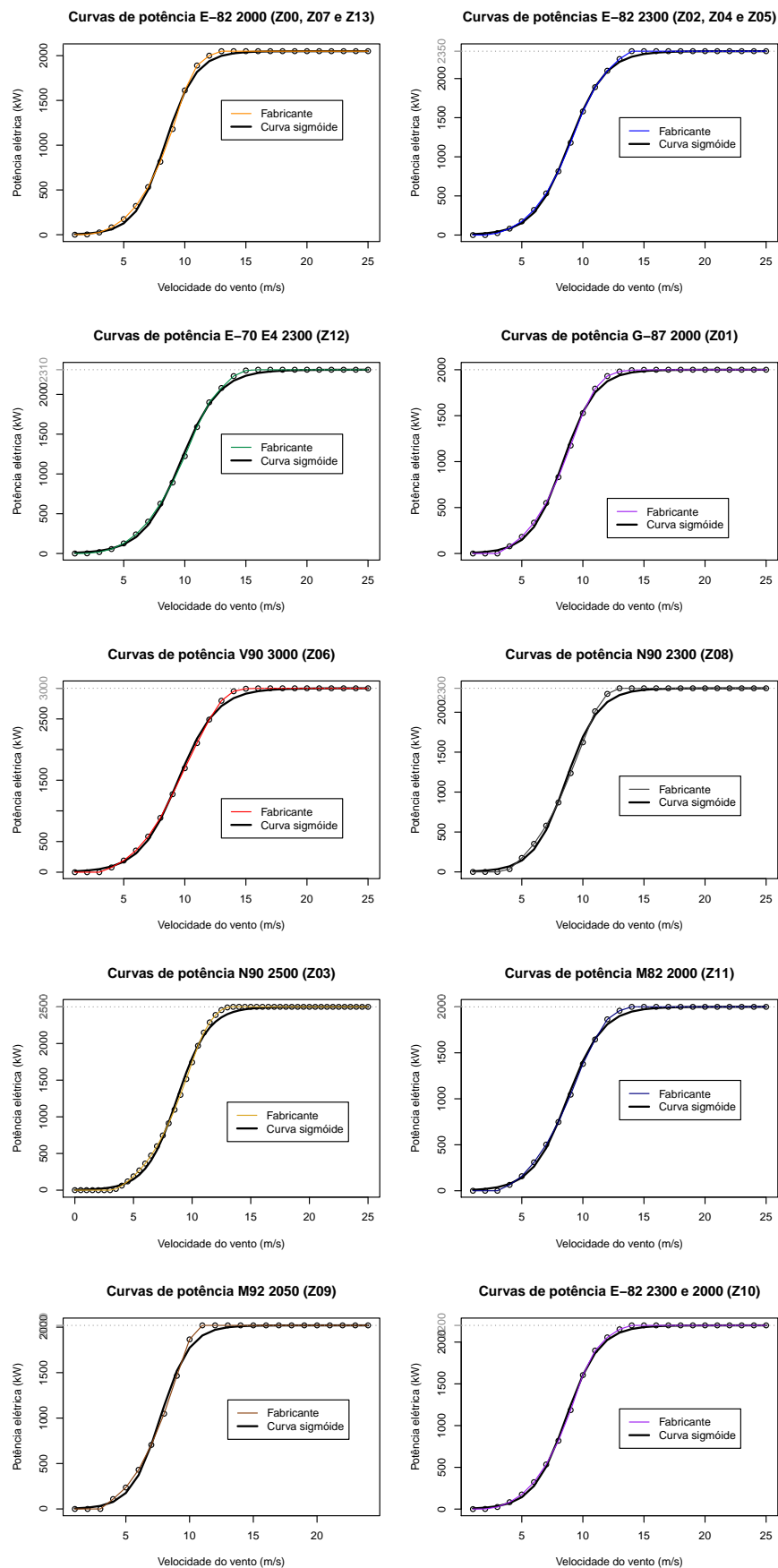


Figura 21 – Curvas de potência aproximadas

### Séries de potência eólica colocável

Dada a extensão das séries obtidas e por questões de confidencialidade de alguma informação, a comparação efetuada entre as séries de potência construídas,  $\hat{y}_t$ , e as séries de potência real ligada,  $y_t$ , não será apresentada graficamente. Relembra-se que foi apresentado na Figura 13 um extrato da série obtida para a zona de exemplificação. Para efeitos de análise dos resultados de cada zona em estudo, são apresentados na tabela 11 a razão entre o desvio padrão da série de potência real ligada e da série de potência obtida,  $\sigma_{y_t}/\sigma_{\hat{y}_t}$ , o erro médio absoluto escalado (MASE) associado e a correlação,  $r$ , entre as séries.

Zona	Período validação *	$\sigma_{y_t}/\sigma_{\hat{y}_t}$	MASE	$r$
<b>Z00</b>	2008-2015	1.283	0.680	0.75
<b>Z01</b>	2006-2015	1.620	0.661	0.71
<b>Z02</b>	2011-2015	1.190	0.673	0.75
<b>Z03</b>	2010-2015	1.438	0.768	0.62
<b>Z04</b>	2011-2015	1.023	0.559	0.81
<b>Z05</b>	2012-2015	1.105	0.661	0.70
<b>Z06</b>	2010-2015	1.819	0.867	0.52
<b>Z07</b>	2008-2015	1.047	0.646	0.73
<b>Z08</b>	2006-2015	1.041	0.545	0.81
<b>Z09</b>	2015	1.120	0.713	0.64
<b>Z10</b>	2011-2015	0.764	0.767	0.84
<b>Z11</b>	2006-2015	0.851	0.714	0.74
<b>Z12</b>	2008-2015	1.155	0.661	0.69
<b>Z13</b>	2009-2015	0.913	0.723	0.73

\* de 1 de janeiro do primeiro ano a 31 de dezembro do último ano

Tabela 11 – Comparação entre as séries obtidas e as séries de potência ligada reais

De forma geral, os resultados obtidos foram bastante satisfatórios, conjugando a análise do coeficiente de correlação e do MASE com a inspeção visual dos gráficos. Porém, considerou-se que as zonas Z03, Z06 e Z09, representadas a cinzento na Figura 7, foram aquelas para as quais se obteve um pior resultado, conjugando a análise

tanto a nível de correlação e de MASE como a nível gráfico, onde são visíveis períodos extensos com comportamentos distintos das duas séries (alguns exemplos podem ser vistos na Figura 22).

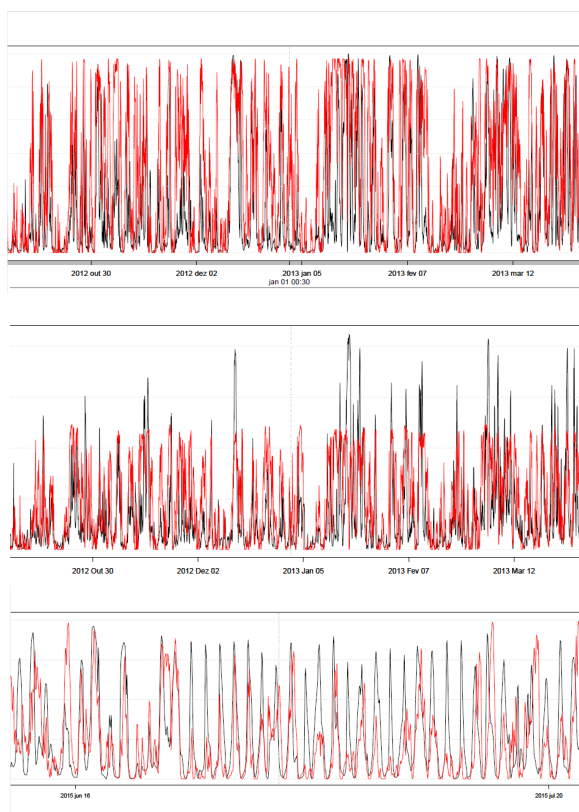


Figura 22 – Extratos da validação efetuada para as zonas excluídas

Considerando como razão plausível a má escolha do parque eólico representativo da zona (uma vez que se tentou conjugar a localização do parque com uma potência instalada significativa), para tentar contornar o mau resultado obtido para a zona Z06, tentou fazer-se uma nova validação para um parque eólico mais próximo (Lousã II), mas os resultados obtidos não melhoraram, com o coeficiente de correlação obtido passando a ser apenas de 0.55. Por este motivo, esta zona não foi tida em consideração, bem como as zonas Z03 (que aliado ao baixo coeficiente de correlação possui várias coordenadas geográficas com dados em torno da mesma para caracterizar a



zona) e Z09 (que se considerou ter um número reduzido de dados para a validação, visto que o Parque Eólico Alto dos Forninhos é relativamente recente).

O intuito da validação é garantir que para uma determinada área, definido o potencial que está ou estará instalado e aplicando as séries de potência obtidas, o resultado obtido para futuros estudos será bastante satisfatório. Por este motivo, as análises efetuadas conduziram a uma escolha de 11 zonas finais representativas do território nacional, para as quais se construíram as séries de potência eólica colocável.

### **Variabilidade horária**

No que concerne à potência, pode verificar-se nas Figuras 23 e 24 que há uma maior e mais estável (com menos oscilação) produção por parte dos aerogeradores de referência no inverno do que de verão, com exceção de um aumento nalgumas horas da tarde no verão na zona Oeste, no Algarve e na Costa Alentejana.

Verifica-se que, analogamente à análise da variabilidade da velocidade do vento, a zona com uma maior potência associada em termos médios é Lisboa (Z10), em oposição à zona de Braga (Z01), cujo aerogerador de referência tem uma menor potência disponível associada.

### **Variabilidade mensal e anual**

Em termos de variabilidade mensal da potência eólica unitária, pode verificar-se na Figura 25 que, de forma geral, uma maior potência disponível está associada aos meses de inverno (outubro a março). Porém, alguns meses de verão (abril a setembro) também se caracterizam por um possível aumento na produção, nomeadamente julho e agosto. Analogamente à velocidade do vento, setembro é o mês com maior potência associada, com exceção das zonas de Viana do Castelo (a vermelho) e Braga (a azul), nas quais se verifica uma menor potência associada aos aerogeradores de referência no mês de julho. Novamente, Lisboa e Braga apresentam-se como as zonas com mais e menos potência associada, respetivamente, em termos mensais.

Em termos anuais, é visível na Figura 25, que, de forma geral, 2010 e 2013 foram os anos com maior potência associada. Em contrapartida, 2007, 2008, 2011 e 2012 registaram menores potências disponíveis associadas em termos médios anuais.

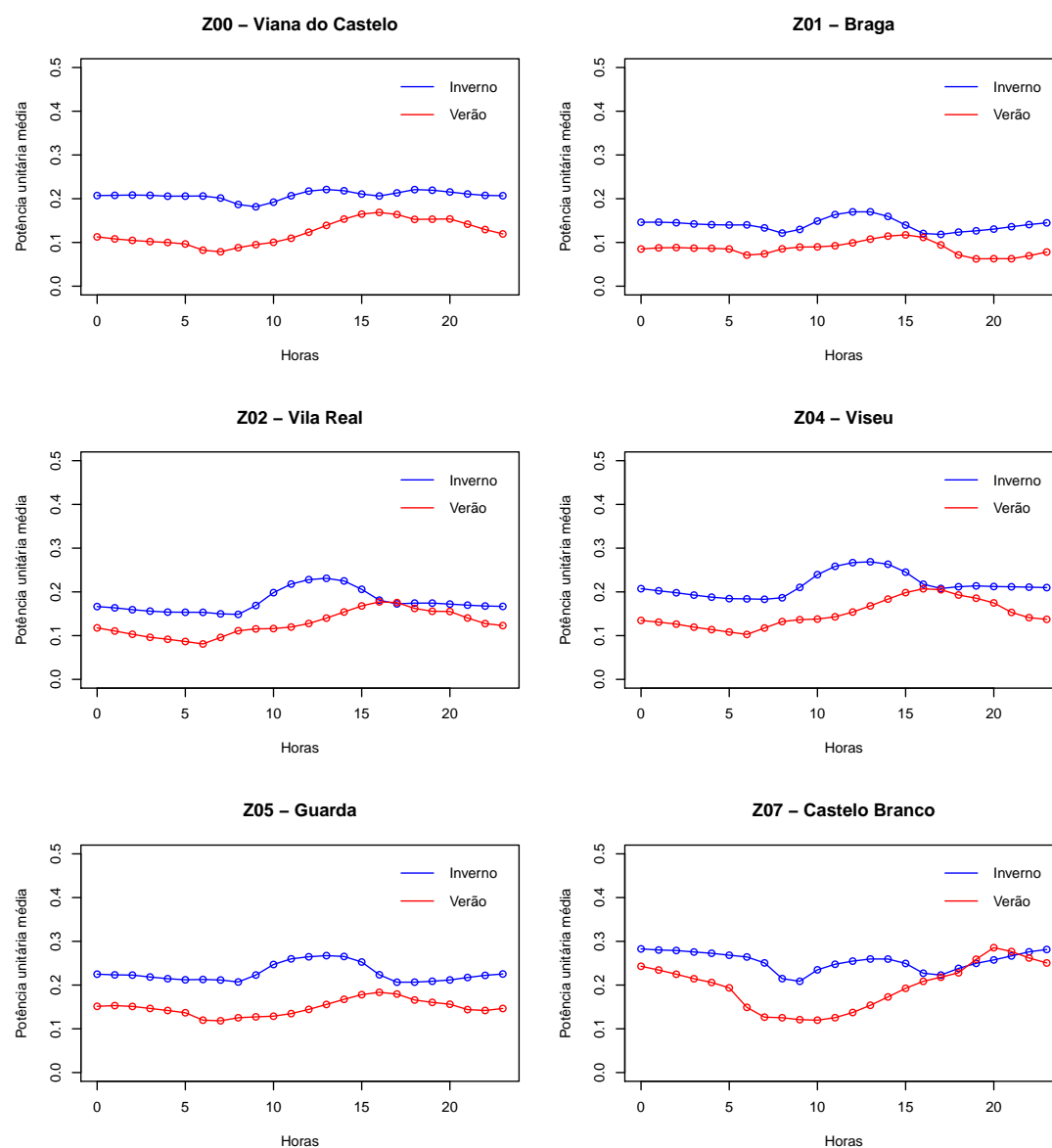


Figura 23 – Padrões diários de potência - **Norte e Centro**

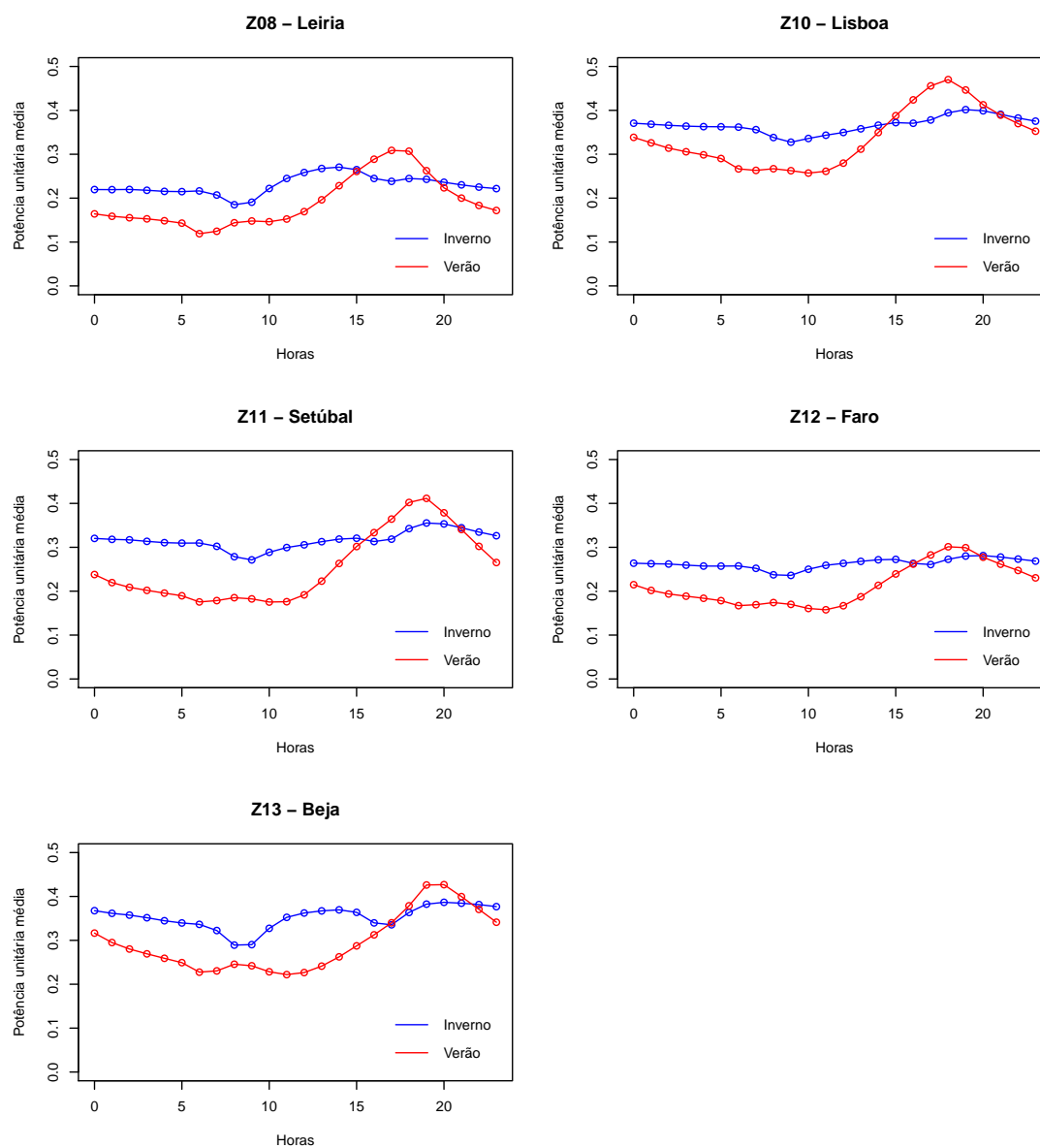


Figura 24 – Padrões diários de potência - Zona Oeste e Sul

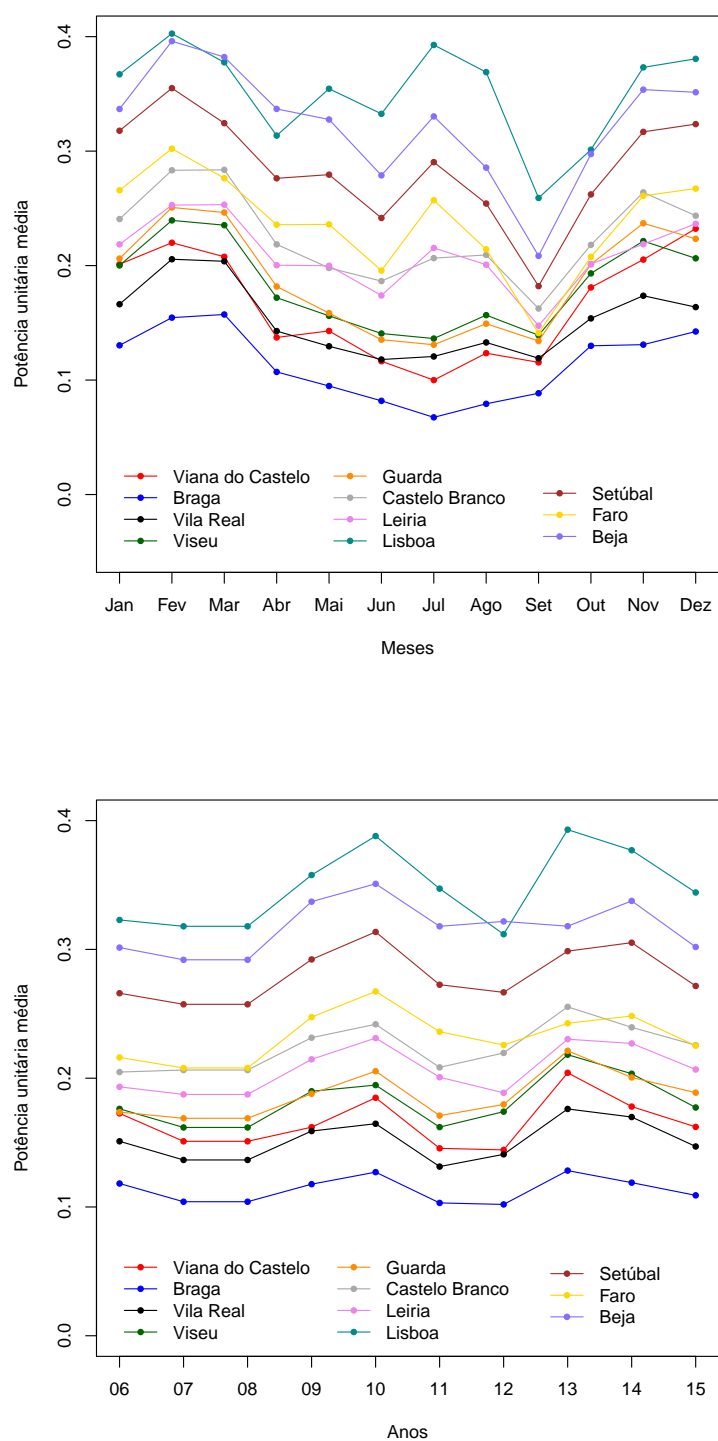


Figura 25 – Padrões mensais e anuais potência

## 5 Previsão da velocidade do vento

*"The goal of forecasting is not to predict the future but to tell you what you need to know to take meaningful action in the present."*

---

Paul Saffo

Salientando novamente que os níveis de energia eólica aumentaram a um ritmo acelerado, torna-se cada vez mais necessário atingir um equilíbrio do sistema de energia. Para o efeito, é essencial melhorar o planeamento da rede elétrica e a integração do vento no sistema de energia, através da previsão de energia eólica (e/ou previsão da velocidade do vento).

Neste capítulo será estudado e aplicado a uma das séries de velocidade do vento extrapolada (apresentada na secção 4) um modelo de previsão de séries temporais capaz de lidar com componentes de sazonalidade complexa, como é o caso da velocidade do vento.

A previsão da velocidade do vento é um processo bastante complexo, dada a natureza aleatória dos fenómenos naturais. Essa aleatoriedade tem efeitos tanto no planeamento como na manutenção da rede elétrica e, como tal, é necessário obter previsões o mais precisas possível a partir do momento em que o parque eólico entra em funcionamento, de forma a minimizar custos e riscos a nível técnico. Um dos focos de atenção na modelação e previsão da velocidade do vento (e da geração de energia eólica) é, sobretudo, a complexidade sazonal do vento.

A previsão da velocidade do vento foca-se principalmente na previsão a curto prazo.

Existem diversas classificações de previsões de velocidade do vento, no que diz respeito à duração, mas de acordo com Foley et al. (2012), as previsões de curto prazo, que variam entre 1 a 72 horas, são as mais comuns e são utilizadas no planeamento de operações de curto prazo, despacho e comercialização.

Um primeiro trabalho relativo à previsão de velocidade do vento foi efetuado por Brown et al. (1984), no qual se ajustou um modelo *autorregressivo* (AR) a dados de velocidade do vento transformados, de forma a obterem uma distribuição aproximadamente gaussiana. Mais recentemente, na previsão de séries temporais meteorológicas e, em particular, do vento, Lau and McSharry (2010) utilizaram um modelo autorregressivo integrado e de médias móveis (ARIMA) de Box and Jenkins (1970) para modelar a média condicional de dados de energia eólica transformados. Têm sido também aplicados métodos de inteligência artificial, como redes neuronais artificiais (RNA), utilizadas por Bilgili et al. (2007) para a média mensal da velocidade do vento e, nos últimos anos, métodos de alisamento exponencial, utilizados, entre outros, por Prema and Rao (2015), que propuseram um modelo de decomposição para prever separadamente as componentes sazonal e tendência, e por Murat et al. (2016), que comparam a previsão a curto prazo de séries de velocidade do vento, precipitação e temperatura do ar.

## 5.1 Alguns conceitos de séries temporais

Nesta secção serão introduzidos alguns conceitos e definições introdutórios relevantes.

Um **processo estocástico**  $\{Y_t, t \in \mathcal{T}\}$  é uma família de variáveis aleatórias (v.a.) definidas num espaço de probabilidade  $(\Omega, \mathcal{F}, \mathcal{P})$  e indexadas pelos elementos de um conjunto  $\mathcal{T}$ .

$\{Y_t\}$  designa-se por **série temporal** quando o parâmetro  $t$  representa o tempo, ou

seja, uma série temporal é um conjunto de variáveis aleatórias indexadas no tempo. As funções  $\{Y(\omega), \omega \in \Omega\}$  designam as realizações do processo  $\{Y_t\}$ .

No caso das séries temporais utilizadas neste trabalho,  $\mathcal{T} \subseteq \mathbb{Z}$ . Portanto, restringimos a atenção aos processos  $\{Y_t\}$  de parâmetros discretos.

### Estacionaridade

Seja

$$F_{Y_{(t_1)}, Y_{(t_2)}, \dots, Y_{(t_n)}}(y_1, y_2, \dots, y_n) = P[Y_{(t_1)} \leq y_1, Y_{(t_2)} \leq y_2, \dots, Y_{(t_n)} \leq y_n]$$

a função de distribuição conjunta do conjunto de v.a.  $Y_{(t_1)}, Y_{(t_2)}, \dots, Y_{(t_n)}$ , para qualquer  $n$  e quaisquer instantes  $t_1, t_2, \dots, t_n$ .

Uma série temporal  $\{Y_t\}$  diz-se **estacionária em sentido estrito** se a função de distribuição conjunta obedece a

$$F_{Y_{(t_1)}, Y_{(t_2)}, \dots, Y_{(t_n)}}(y_1, y_2, \dots, y_n) = F_{Y_{(t_1+\Delta)}, Y_{(t_2+\Delta)}, \dots, Y_{(t_n+\Delta)}}(y_1, y_2, \dots, y_n)$$

para qualquer translação temporal  $\Delta$ .

Além disso,  $\{Y_t\}$  diz-se estacionária de segunda ordem (**estacionária em sentido lato**) se

$$F_{Y_{(t_1)}, Y_{(t_2)}}(y_1, y_2) = F_{Y_{(t_1+\Delta)}, Y_{(t_2+\Delta)}}(y_1, y_2)$$

isto é, se a média e variância da série são constantes ( $E\{Y_t\} = \mu_Y$  e  $var[Y_t] = \sigma_Y^2$ ) e a autocovariância entre dois instantes de tempo  $s$  e  $t$  depende apenas da diferença  $|s - t|$  (Shumway and Stoffer, 2010).

Seja  $Y_t$  um processo estocástico estacionário tal que  $Var[Y_t] < \infty$ .

A função de **autocovariância** de  $Y_t$  entre os instantes  $s$  e  $t$  é definida por

$$\gamma(s, t) = Cov(Y_s, Y_t) = E[(Y_s - \mu_s)(Y_t - \mu_t)], \quad \forall s, t \in \mathcal{T}$$

e a função de **autocorrelação** (FAC) de  $y_t$  entre os instantes  $s$  e  $t$  é dada por

$$\rho(s, t) = \frac{\gamma(Y_s, Y_t)}{\sqrt{\gamma(s, s)\gamma(t, t)}} = \frac{\gamma(Y_s, Y_t)}{\sqrt{\text{var}(Y_s)\text{var}(Y_t)}}$$

### Análise espectral

O **periodograma** é uma ferramenta útil para a análise no domínio da frequência (Zelterman, 2015), sendo útil para detetar os ciclos de uma série temporal. O periodograma (ou espectro) corresponde à transformada discreta de Fourier (DFT) da série temporal  $Y_t$  e é definido da seguinte forma (Venables and Ripley, 2002):

$$S(\omega) = \frac{\left| \sum_{t=1}^n e^{-i\omega t} Y_t \right|^2}{n} \quad (5.1)$$

$$= \frac{1}{n} \left[ \left\{ \sum_{t=1}^n Y_t \sin(\omega t) \right\}^2 + \left\{ \sum_{t=1}^n Y_t \cos(\omega t) \right\}^2 \right] \quad (5.2)$$

onde  $w$  designa a frequência,  $0 < \omega \leq \pi$ , e  $n$  o número de observações da série temporal.

Na representação gráfica do periodograma o eixo vertical representa o espectro (dado na escala logarítmica, por defeito) e as frequências no eixo horizontal indicam com que frequência os padrões cíclicos se apresentam.

O periodograma pode ainda ser amaciado através de uma janela de amaciamento, tendo sido neste caso utilizada a janela de amaciamento de Daniell modificada (Bloomfield, 2000), que corresponde a uma média móvel centrada dos valores do periodograma, atribuindo metade do valor ao primeiro e último pesos da janela.

O **periodograma cumulativo** é uma aplicação direta do periodograma para testar a hipótese de que uma série temporal seja uma série de ruído branco,  $\epsilon_t$ <sup>2</sup>. Apesar de ser utilizada sobretudo para testar a hipótese de os resíduos de uma série serem

---

<sup>2</sup>sequência de v.a. não correlacionadas tal que  $\mu_{\epsilon_t} = 0$  e  $\text{Var}[\epsilon_t] = \sigma_\epsilon^2$



ruído branco, pode também ser utilizada na fase inicial de deteção de ciclos, complementando a análise do periodograma. O periodograma cumulativo normalizado é dado pela função

$$U(\omega) = \frac{\sum_{0 < \omega_k \leq \omega} I(\omega_k)}{\sum_{k=1}^m I(\omega_k)} \quad (5.3)$$

onde  $m = \lfloor \frac{n}{2} \rfloor$  designa o número de frequências de Fourier.

O gráfico inclui linhas a tracejado que delimitam o intervalo de confiança a 95% onde os valores devem surgir para se aceitar a hipótese de a série ser ruído branco.

### **Modelo ARMA(p,q)**

O modelo *autorregressivo e de médias móveis* tem a seguinte forma (Hamilton, 1994)

$$Y_t - \mu = \phi_1(Y_{t-1} - \mu) + \dots + \phi_p(Y_{t-p} - \mu) + \epsilon_t + \theta_1\epsilon_{t-1} + \dots + \theta_q\epsilon_{t-q}$$

onde  $\epsilon_t$  designa ruído branco (de média 0 e variância  $\sigma_\epsilon^2$ ) e  $\mu = E[Y_t]$ .

Reescrevendo o modelo na forma de regressão, tem-se:

$$Y_t = c + \phi_1 Y_{t-1} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \epsilon_t + \theta_1 \epsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \epsilon_{t-q},$$

ou, ainda, utilizando o *operador atraso*  $L$ , vem

$$\phi(L)(Y_t - \mu) = \theta(L)\epsilon_t$$

onde  $L$  é definido por  $L^i Y_t = Y_{t-i}$ ,  $\phi(L) = 1 - \phi_1 L - \dots - \phi_p L^p$  e  $\theta(L) = 1 - \theta_1 L - \dots - \theta_q L^q$ .

## 5.2 Modelos de alisamento exponencial

Os métodos de alisamento exponencial têm tido um impacto significativo no que concerne à previsão de séries temporais. De acordo com Hyndman et al. (2008), os modelos de alisamento exponencial surgiram na década de 50, mas apenas nos últimos anos tem sido mais desenvolvida e explorada a classe de modelos de espaço de estados que englobam todos os métodos de alisamento exponencial, sendo ainda mais recente o uso do método para prever séries temporais com padrões sazonais complexos, como é o caso das séries de velocidade do vento.

### 5.2.1 Decomposição de séries temporais

É comum pensar numa série temporal como uma combinação de várias componentes, tais como a tendência (T), que é descrita por Murteira et al. (1993) como a inércia da série, isto é, a variação "em média" ao longo do tempo ou, ainda, mudança de nível e compreende os movimentos que se manifestam suave e consistentemente durante períodos longos; o ciclo (C), que corresponde a um padrão que se repete regularmente (como o ciclo diário do vento, por exemplo); a sazonalidade (S), que descreve as variações em relação à tendência e corresponde a um padrão que se repete com uma periodicidade associada menor ou igual a um ano (24 horas, por exemplo) e, por fim, a componente irregular ou de erro (E), que corresponde à componente não previsível da série.

### 5.2.2 Classificação de métodos de alisamento exponencial

Segundo Hyndman et al. (2008), os métodos de alisamento exponencial têm início com a componente tendência, que é uma combinação de outras duas componentes, nível e crescimento (representados por  $l$  e  $b$ , respetivamente). O nível e o crescimento

podem ser combinados de diversas formas, dando origem a 5 tipos de tendência prevista.

Seja  $T_h$  a tendência da previsão ao longo de  $h$  períodos e seja  $\phi$  um *parâmetro de amortecimento*,  $0 < \phi < 1$ . Então, os 5 tipos de padrões de tendência são os seguintes:

- Nenhum (N):  $T_h = l$
- Aditivo (A):  $T_h = l + bh$
- Aditivo amortecido ( $A_d$ ):  $T_h = l + (\phi + \phi^2 + \dots + \phi^h)b$
- Multiplicativo (M):  $T_h = lb^h$
- Multiplicativo amortecido ( $M_d$ ):  $T_h = lb(\phi + \phi^2 + \dots + \phi^h)$

Além da componente tendência, o método de alisamento exponencial pode também ser constituído pela componente sazonalidade e ainda pela inclusão do erro, ambos tanto na forma aditiva como multiplicativa. Se a componente erro for ignorada, de acordo com a taxonomia de Pegel (1969) existem 15 métodos de alisamento exponencial, que podem ser consultados em Hyndman *et al.* (2008, pág. 12). Para cada um dos 15 métodos, há dois possíveis modelos de inovações em espaço de estados (um correspondente a modelo com erros aditivos e outro a erros multiplicativos).

Num modelo de inovações em espaço de estados, a série temporal  $y_t$  é complementada com variáveis auxiliares designadas por *estados*. Estas variáveis, de acordo com a representação de Hyndman *et al.* (2008) são representadas num vetor  $x_t$ , designado por vetor de estado. Este vetor é uma forma parcimoniosa de representar o comportamento passado da série e utilizá-la para determinar o efeito desse comportamento no presente e no futuro da mesma.

O modelo de inovações em espaço de estados (linear) é dado por:

$$y_t = w'x_{t-1} + \epsilon_t$$

$$x_t = Fx_{t-1} + g\epsilon_t$$

onde  $y_t$  representa o valor da série temporal no instante  $t$ ,  $x_t$  o vetor de espaço de estados,  $\{\epsilon_t\}$  ruído branco e  $F$ ,  $g$  e  $w$  os coeficientes. As duas equações acima podem ser designadas por equação de medida (ou observação) e equação de transição (ou de estado), respetivamente.

Num modelo de alisamento exponencial, o vetor de estado contém informação sobre o nível, a tendência e os padrões de sazonalidade. Por exemplo, num modelo com tendência e  $m$  padrões sazonais o vetor é dado por  $x_t = (l_t, b_t, s_t, s_{t-1}, \dots, s_{t-m+1})$ .

### 5.2.3 Modelo de alisamento exponencial para ciclos múltiplos e com componentes sazonais complexas

Os 30 modelos anteriormente referidos possuem algumas limitações, nomeadamente no que diz respeito a séries com mais do que um padrão sazonal e sazonalidades complexas. No sentido de colmatar estas limitações, Taylor (2003) desenvolveu uma extensão do método de Holt-Winters, de forma a incorporar uma segunda componente sazonal, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} y_t &= l_{t-1} + b_{t-1} + s_t^{(1)} + s_t^{(2)} + d_t \\ l_t &= l_{t-1} + b_{t-1} + \alpha d_t \\ b_t &= b_{t-1} + \beta d_t \\ s_t^{(1)} &= s_{t-m_1}^{(1)} + \gamma_1 d_t \\ s_t^{(2)} &= s_{t-m_2}^{(2)} + \gamma_2 d_t \end{aligned} \tag{5.4}$$

onde  $l_t$  e  $b_t$  representam as componentes nível e tendência, respetivamente, da série temporal no instante  $t$ ,  $s_t^{(i)}$  a  $i$ -ésima componente sazonal no instante  $t$ ,  $m_1$  e

$m_2$  correspondem aos períodos sazonais e  $d_t$  é uma variável aleatória (v.a.) de ruído branco que representa o erro de previsão. Os coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma_1$  e  $\gamma_2$  são designados por *parâmetros de alisamento* e  $l_0$ ,  $b_0$ ,  $\{s_{1-m_1}^{(1)}, \dots, s_0^{(1)}\}$  e  $\{s_{1-m_2}^{(2)}, \dots, s_0^{(2)}\}$  representam as *variáveis de estado iniciais* (ou "sementes").

Mesmo com a incorporação de uma segunda componente sazonal, o modelo tem algumas limitações, sendo incapaz de lidar com padrões sazonais complexos, tais como sazonalidades não inteiras (por exemplo, 365.25) ou séries com padrões sazonais não encaixados. Além disto, os modelos usados para alisamento exponencial assumem que os valores da série dos resíduos  $\{d_t\}$  são não correlacionados.

Com o intuito de lidar com diversos padrões de sazonalidade e colmatar as falhas acima descritas, bem como problemas de não linearidade dos modelos descritos por De Livera et al. (2011), foi proposto pelos autores o modelo TBATS (Trigonometric, Box-Cox transformation, ARMA errors, Trend and Seasonal components), para decomposição e previsão de séries temporais com padrões sazonais complexos.

A formulação do modelo (equações (5.5)) é idêntica à especificada em Hyndman et al. (2008) para os modelos de alisamento exponencial, mas é apresentada uma extensão do modelo (5.4), que inclui uma transformação de Box-Cox para contornar os problemas associados à não linearidade e heterocedasticidade, um modelo ARMA para os resíduos e T padrões de sazonalidade com uma representação trigonométrica baseada em séries de Fourier.

A notação utilizada para o modelo é  $TBATS(\omega, \phi, p, q, \{m_1, k_1\}, \dots, \{m_T, k_T\})$  e é dado por

$$y_t^{(w)} = \begin{cases} \frac{y_t^w - 1}{w}, & w \neq 0 \\ \log y_t, & w = 0 \end{cases} \quad (5.5a)$$

$$y_t^{(w)} = l_{t-1} + \phi b_{t-1} + \sum_{i=1}^T S_{t-m_i}^{(i)} + d_t \quad (5.5b)$$

$$l_t = l_{t-1} + \phi b_{t-1} + \alpha d_t \quad (5.5c)$$

$$b_t = (1 - \phi)b + \phi b_{t-1} + \beta d_t \quad (5.5d)$$

$$S_t^{(i)} = \sum_{j=1}^{k_i} s_{j,t}^{(i)} \quad (5.5e)$$

$$s_{j,t}^{(i)} = s_{j,t-1}^{(i)} \cos \lambda_j^{(i)} + s_{j,t-1}^{*(i)} \sin \lambda_j^{(i)} + \gamma_1^{(i)} d_t \quad (5.5f)$$

$$s_{j,t}^{*(i)} = -s_{j,t-1}^{(i)} \sin \lambda_j^{(i)} + s_{j,t-1}^{*(i)} \cos \lambda_j^{(i)} + \gamma_2^{(i)} d_t \quad (5.5g)$$

$$d_t = \sum_{i=1}^p \varphi d_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \epsilon_{t-i} + \epsilon_t \quad (5.5h)$$

onde  $y_t^{(w)}$  representa a transformação de Box-Cox,  $l_t$  e  $b_t$  representam o nível e a tendência, respetivamente, da série no instante  $t$ ,  $S_t^{(i)}$  representa a  $i$ -ésima componente sazonal no instante  $t$ , correspondente à soma das  $j$  componentes nível  $s_{j,t}^{(i)}$ , que por sua vez dependem da componente tendência  $s_{j,t}^{*(i)}$ ,  $\lambda_j^{(i)} = \frac{2\pi j}{m_i}$ ,  $d_t$  representa o modelo  $ARMA(p, q)$  estimado para modelar os resíduos e  $\epsilon_t$  representa um processo de ruído branco Gaussiano (com média nula e variância  $\sigma^2$ ). Os *parâmetros de alisamento* são dados por  $\alpha, \beta, \gamma_1^{(i)}$  e  $\gamma_2^{(i)}$  ( $i = 1, \dots, T$ ).

De acordo com De Livera et al. (2011) o modelo TBATS pode ser escrito de acordo com a seguinte formulação do modelo de inovações em espaço de estados (linear):

$$y_t^{(w)} = w' x_{t-1} + \epsilon_t$$

$$x_t = F x_{t-1} + g \epsilon_t$$

onde  $w'$  é um vetor linha que inclui o parâmetro de amortecimento  $\phi$  e os coeficientes  $\varphi$  e  $\theta$  do modelo ARMA,  $g$  é um vetor coluna que inclui os parâmetros de alisamento,  $F$  é uma matriz e  $x_t$  é o vetor de estado, que além de informação sobre o nível, a tendência e os padrões de sazonalidade, contém informação sobre o modelo ARMA estimado.

Mais concretamente,

$$x_t = (l_t, b_t, S_t^{(1)}, \dots, S_t^{(T)}, d_t, d_{t-1}, \dots, d_{t-p+1}, \epsilon_t, \epsilon_{t-1}, \dots, \epsilon_{t-q+1})',$$

$$w = (1, \phi, a^{(1)'}, \dots, a^{(T)'}, \varphi, \theta)',$$

$$g = (\alpha, \beta, \gamma^{(1)'}, \dots, \gamma^{(T)'}, 1, 0_{p-1}, 1, 0_{q-1})',$$

$$F = \begin{bmatrix} 1 & \phi & 0_\tau & \alpha\varphi & \alpha\theta \\ 0 & \phi & 0_\tau & \beta\varphi & \beta\theta \\ 0'_\tau & 0'_\tau & A & B & C \\ 0 & 0 & 0_\tau & \varphi & \theta \\ 0'_{p-1} & 0'_{p-1} & O_{p-1,\tau} & I_{p-1,p} & O_{p-1,q} \\ 0 & 0 & 0_\tau & 0_p & 0_q \\ 0'_{q-1} & 0'_{q-1} & O_{q-1,\tau} & O_{q-1,p} & I_{q-1,q} \end{bmatrix}$$

onde

$$S_t^{(i)} = (s_{1,t}^{(i)}, s_{2,t}^{(i)}, \dots, s_{k_i,t}^{(i)}, s_{1,t}^{*(i)}, s_{2,t}^{*(i)}, \dots, s_{k_i,t}^{*(i)})',$$

$$\varphi = (\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_p), \quad \theta = (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q),$$

$$\gamma^{(i)} = (\gamma_1^{(i)}, \gamma_2^{(i)}), \quad \text{com} \quad \gamma_1^{(i)} = \gamma_1^{(i)} 1_{k_i}, \quad \gamma_2^{(i)} = \gamma_2^{(i)} 1_{k_i},$$

$$1_r = (1, 1, \dots, 1), \quad 0_r = (0, 0, \dots, 0) \text{ representam vetores linha de comprimento } r,$$

$$a^{(i)} = (1_{k_i}, 0_{k_i})',$$

$$\tau = 2 \sum_{i=1}^T k_i,$$

$O_{u,v}$  designa a matriz nula de dimensão  $u \times v$ ,

$I_{u,v}$  designa a matriz identidade de dimensão  $u \times v$ ,

$A = \bigoplus_{i=1}^T A_i$ , onde  $\bigoplus$  denota a soma direta de matrizes,

$$B = \begin{bmatrix} \gamma^{(1)}\varphi \\ \vdots \\ \gamma^{(T)}\varphi \end{bmatrix}, \quad C = \begin{bmatrix} \gamma^{(1)}\theta \\ \vdots \\ \gamma^{(T)}\theta \end{bmatrix},$$

$$A_i = \begin{bmatrix} C^{(i)} & S^{(i)} \\ -S^{(i)} & C^{(i)} \end{bmatrix}, \quad \tilde{A}_i = \begin{bmatrix} 0_{m_i-1} & 1 \\ I_{m_i-1} & 0'_{m_i-1} \end{bmatrix} \text{ com } C^{(i)} \text{ e } S^{(i)} \text{ correspondentes}$$

às matrizes diagonais de dimensão  $k_i \times k_i$  de elementos  $\cos(\lambda_j^{(i)})$  e  $\sin(\lambda_j^{(i)})$ , respetivamente, para  $j = 1, 2, \dots, k_i$  e  $i = 1, \dots, T$ .

### Estimação e seleção do modelo TBATS

O modelo foi estimado com recurso ao comando *tbats()* da package *forecast* do software (R Core Team, 2016).

Seja  $\vartheta$  um vetor que contém o parâmetro de Box-Cox  $w$ , os parâmetros de alisamento e os coeficientes ARMA, isto é  $\vartheta = (\omega, \alpha, \beta, \gamma_1^{(i)}, \gamma_2^{(i)}, \varphi, \theta)$  e seja  $x_0$  um vetor de estados iniciais. Se  $\epsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$  e  $x_0$  e  $\vartheta$  são conhecidos, então  $y_t^{(w)} \sim N(\omega'x_{t-1}, \sigma^2)$ . Os parâmetros  $\vartheta$  e as sementes  $x_0$  podem ser estimados através dos dados de velocidade do vento observados  $y = (y_1, \dots, y_n)$  através da função de verosimilhança

$$L^*(\vartheta, x_0) = n \log \left( \sum_{i=1}^n \epsilon_t^2 \right) - 2(\omega - 1) \sum_{i=1}^n \log y_t \quad (5.6)$$

O estimador de máxima verosimilhança é obtido minimizando a função (5.6).

O critério utilizado para escolher o melhor modelo é o Critério de Informação de Akaike  $AIC = L^*(\hat{\vartheta}, \hat{x}_0) + 2K$ , onde  $L^*(\hat{\vartheta}, \hat{x}_0)$  é dada pela equação (5.6),  $\hat{\vartheta}$ ,  $\hat{x}_0$  representam os estimadores dos parâmetros de alisamento e dos estados iniciais, respec-



vamente, e  $K$  é o número de parâmetros estimados em  $\vartheta$  adicionado do número de estados livres em  $x_0$ .

O número de componentes de Fourier  $k_i$  é estimado aplicando regressão linear aos dados com tendência removida  $\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{k_i} a_j^{(i)} \cos(\lambda_j^{(i)} t) + b_j^{(i)} \sin(\lambda_j^{(i)} t)$ . Inicia-se a estimação com uma única componente e vão sendo aumentadas sucessivamente, testando a significância usando testes F. Seja  $k_i^*$  o número de componentes significativas para a  $i$ -ésima componente sazonal (com  $p < 0.001$ ). O modelo é então estimado com  $k_i = k_i^*$  componentes de Fourier e, seguidamente, é calculado o AIC. Posteriormente, adicionam-se sucessivamente componentes até o AIC mínimo ser alcançado.

Relativamente à estimação das ordens  $p$  e  $q$  do modelo ARMA, inicialmente é estimado um modelo sem componentes ( $p = q = 0$ ) e, de seguida, é aplicado o algoritmo automático *auto.arima* da package *forecast* (Hyndman and Khandakar, 2008) aos resíduos do modelo sob a hipótese de os resíduos serem estacionários. O modelo selecionado é estimado novamente, desta vez com uma componente de erro modelada com um modelo ARMA( $p, q$ ), onde os coeficientes ARMA são estimados juntamente com os restantes parâmetros. De salientar que a componente ARMA apenas é tida em consideração se o modelo resultante tiver um AIC menor relativamente ao modelo sem componente ARMA.

### Previsão

A distribuição de previsão no espaço transformado para o período futuro  $n+h$  (onde, novamente,  $h$  representa o horizonte de previsão), dado o vetor de estados final  $x_n$  e dados os parâmetros  $\vartheta$ ,  $\sigma^2$  é Gaussiana. A variável aleatória (v.a.) associada é dada por  $y_{n+h|T}^{(\omega)}$ , cuja média  $E(y_{n+h|T}^{(\omega)})$  e variância  $V(y_{n+h|T}^{(\omega)})$  são dadas pelas equações

(Hyndman et al., 2005):

$$E\left(y_{n+h|T}^{(\omega)}\right) = w'F^{h-1}x_n \quad (5.7a)$$

$$V\left(y_{n+h|n}^{(\omega)}\right) = \begin{cases} \sigma^2, & h = 1 \\ \sigma^2 \left[1 + \sum_{j=1}^{h-1} c_j^2\right], & h \geq 2 \end{cases} \quad (5.7b)$$

onde  $c_j = w'F^{j-1}g$ .

De acordo com De Livera et al. (2011) os pontos e os intervalos de previsão podem ser obtidos através da transformada de Box-Cox inversa, obtendo-se desta forma um ponto de previsão que corresponde à mediana do intervalo, um mínimo médio absoluto do erro de previsão.

### **Erro de previsão**

De acordo com Hyndman (2006), para medir a qualidade da previsão de uma única série temporal a medida de erro mais facilmente interpretável é o erro médio absoluto (MAE), que no caso da previsão efetuada é dado pela seguinte expressão

$$MAE = \frac{1}{h} \sum_{t=n+1}^{n+h} |y_t - f_t| \quad (5.8)$$

onde  $y_t$  corresponde ao valor (observado) da série temporal no instante  $t$  e  $f_t$  à previsão efetuada pelo modelo TBATS no instante  $t$ ,  $t = \{n + 1, \dots, n + h\}$ , onde  $h$  representa o horizonte de previsão.

### 5.3 Aplicação do modelo TBATS

O modelo TBATS, acima descrito, foi estimado para a zona de Lisboa (Z10), para um período compreendido entre 1 de janeiro de 2006 e 31 de dezembro de 2015 (10 anos), para 87648 valores de velocidades do vento horárias extrapoladas para os 80m de altura.

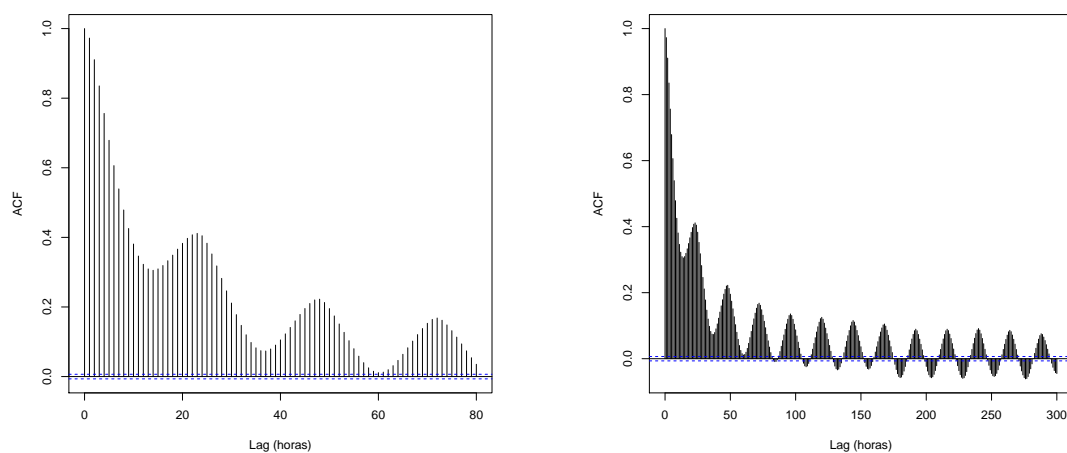


Figura 26 – Correlograma da FAC de  $y_t$  para a zona de Lisboa (Z10)

Na figura 26 encontra-se representado o correlograma da FAC da série de velocidade do vento  $y_t$  até aos lags 80 e 300, que se apresenta como uma sinusoidal amortecida, o que motivou o estudo do modelo de previsão descrito neste capítulo, pela incorporação de componentes trigonométricas. É possível também observar a correlação do ciclo diário verificando os picos para os lags múltiplos de 24 horas. As linhas azuis (a tracejado) representam os limites do intervalo de confiança a 95%.

Na figura 27, à esquerda, encontra-se representado o periodograma amaciado onde é possível observar os picos nas frequências  $1/24 \approx 0.042$ ,  $2/24$ ,  $3/24$ , ..., que indicam a presença do ciclo diário nos dados. Existe também um pico próximo da frequência nula,

para a frequência  $1/8766 \approx 0.00011$ , que representa o ciclo anual. Esses picos podem ser mais facilmente observados no periodograma sem transformação logarítmica, à direita da figura 27.

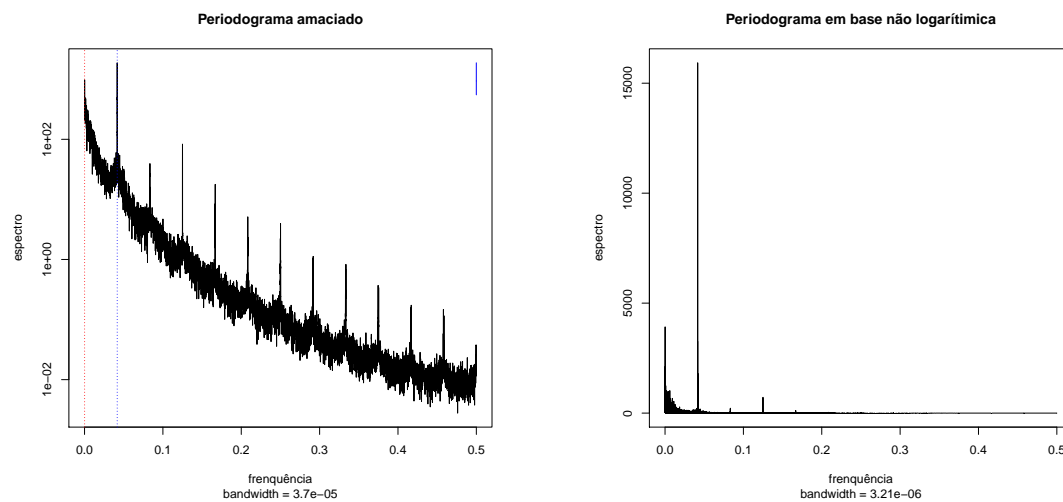


Figura 27 – Periodogramas amaciado e sem transformação logarítmica da série

Utilizaram-se os dados compreendidos entre 1 de janeiro de 2006 e 29 de dezembro de 2015 para estimar o modelo, testando-o posteriormente para as 48 horas restantes (30 e 31 de dezembro de 2015). A série temporal foi definida com a classe *msts* da biblioteca *forecast*, adequada para séries temporais com sazonalidade múltipla, tendo-se considerado os períodos sazonais  $m_1 = 24$  e  $m_2 = 8766 (= 24 \times 365.25)$ , correspondentes aos períodos diário e anual, respectivamente, e a frequência da série foi definida como 24.

O modelo TBATS estimado corresponde à representação  $TBATS(0.959, 0.806, 3, 1, \{< 24, 7 >, < 8766, 8 >\})$ , com um AIC associado de 862781.2. Os parâmetros estimados encontram-se na tabela 12.

Parâmetros	Valores estimados
$\omega$	0.959
$\{p,q\}$	$\{3,1\}$
$\{m_1, k_1\}$	$\{24,7\}$
$\{m_2, k_2\}$	$\{8766,8\}$
$\phi$	0.806
$\alpha$	1.535
$\beta$	-0.330
$\{\gamma_1^{(1)}, \gamma_1^{(2)}\}$	$\{0.001, -0.002\}$
$\{\gamma_2^{(1)}, \gamma_2^{(2)}\}$	$\{-0.001, 0.001\}$
$\varphi$	-0.496, 0.581, 0.0908
$\theta$	0.988

Tabela 12 – Parâmetros estimados (TBATS)

Na figura 28 apresentam-se o gráfico dos resíduos do modelo e o correlograma da FAC dos mesmos. Os picos da função de autocorrelação nos *lags*  $s, 2s, 3s, \dots$  (múltiplos de  $s = 24$ ) sugerem a modelação dos resíduos com um modelo AR sazonal de ordem 1 e período  $s = 24$ , isto é, SAR(1)<sup>3</sup> (Shumway and Stoffer, 2010). Porém a modelação não apresentou melhorias significativas, tendo apenas desaparecido o primeiro pico.

Conclui-se, portanto, que o modelo não consegue captar o ciclo diário, como se pretendia. Apesar de ser visível, por inspeção visual, que não se obteve uma série de resíduos de ruído branco, tal pode ser comprovado na Figura 29 à direita, que apresenta o periodograma cumulativo da série dos resíduos. Pode verificar-se que os valores da frequência não se encontram totalmente dentro do intervalo de confiança, como se desejava. Porém, as diferenças entre o periodograma cumulativo da série inicial (à esquerda), onde se notam claramente os picos que correspondem aos ciclos diário e sazonal (tal como foi referido na subsecção 5.1), e o periodograma cumulativo do resíduos (à direita) são notáveis.

<sup>3</sup>  $\Phi_1(L^s)y_t = \epsilon_t$ , onde  $\Phi_1(L^s) = 1 - \Phi_1 L^s$  representa o operador autorregressivo sazonal

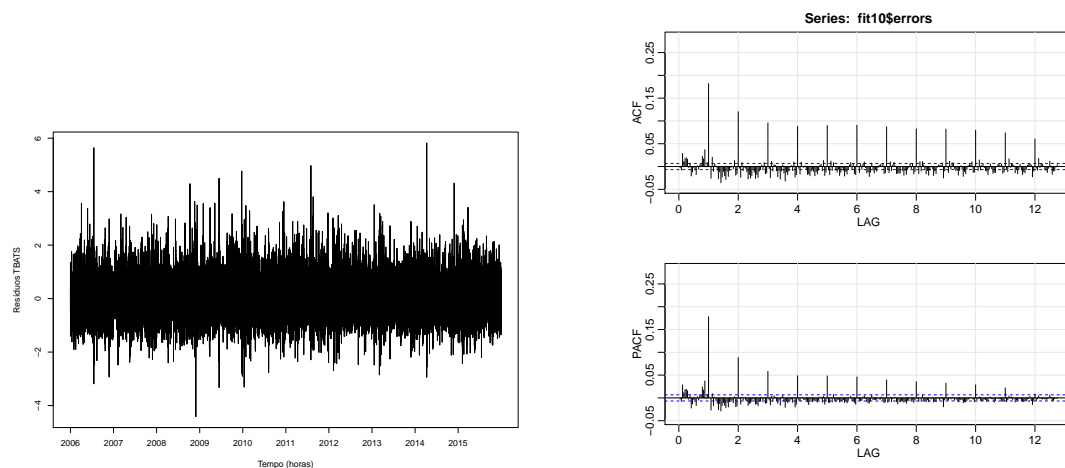


Figura 28 – Gráficos dos resíduos e da FAC e da FACP dos mesmos

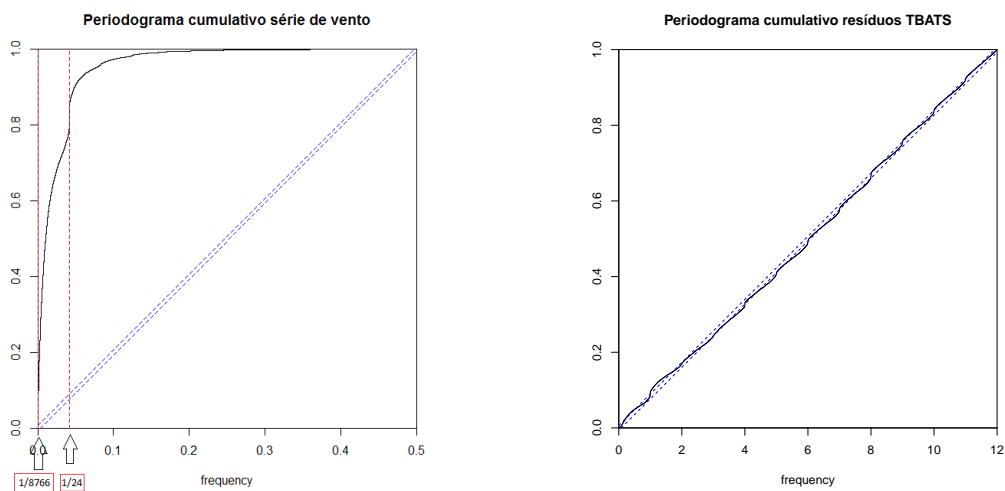


Figura 29 – Periodogramas cumulativos para a série inicial e resíduos TBATS

## Resultados obtidos

Através da função *forecast()* efetuou-se a previsão para um horizonte de  $h = 48$  horas.

Na figura 30 estão representados os últimos dias do conjunto de treino (a preto) e o conjunto de teste (a azul), bem como as previsões (a vermelho) e os respetivos limites do intervalo de previsão a 80% (a cinzento).

Na tabela 13 são apresentados os valores da previsão obtidos para um horizonte temporal  $h$  até 48 horas, bem como os respetivos limites inferior e superior do intervalo de previsão (IP) a 80% (LI 80% e LS 80%, respetivamente) e valor do MAE, definido de acordo com a equação (5.8). Através da análise da tabela, assim como da figura 31, é possível verificar que até um horizonte de previsão de  $h = 16$  horas o valor médio absoluto do erro obtido através da previsão é inferior a  $0.5 \text{ m/s}$ . Além disso, apesar de algumas oscilações iniciais no valor do MAE, verifica-se que a partir das 25 horas este aumenta à medida que horizonte de previsão aumenta (ver Tabela 13). Portanto, o método foi mais eficaz na previsão da velocidade do vento para o conjunto de teste da zona de ilustração (Z10) nas primeiras 16 horas, revelando-se menos eficaz para horizontes de previsão superiores a esse valor.

Para averiguar a eficácia da aplicação do modelo noutras zonas, efetuou-se também a previsão da velocidade do vento, nas mesmas condições descritas para a zona Z10, para as zonas Z08, Z11 e Z12. Como se pode verificar pelos valores do MAE representados graficamente na Figura 31, para um horizonte de previsão de até 10 horas o valor do erro médio absoluto varia entre 0.5 e 0.8 m/s para todas as zonas e, de forma geral, aumenta consideravelmente a partir desse horizonte temporal.

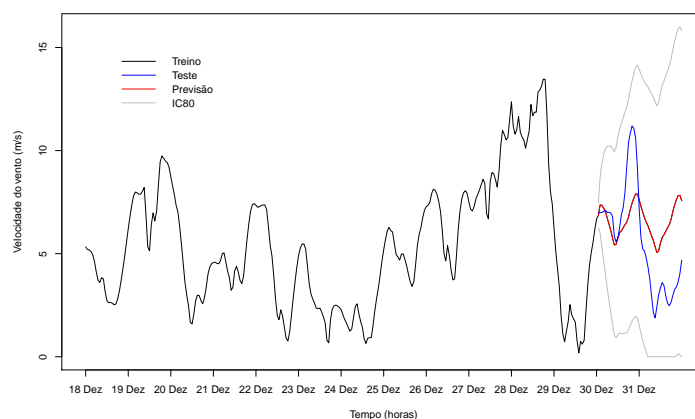


Figura 30 – Previsão (48horas) a partir do modelo TBATS

$h$	$y_t$	LI 80%	$f_t$	LS 80%	MAE	$h$	$y_t$	LI 80%	$f_t$	LS 80%	MAE
1	6.939	6.252	6.853	7.457	0.086	25	5.785	1.533	7.302	13.716	1.240
2	6.996	6.008	7.366	8.734	0.228	26	5.234	1.145	7.013	13.511	1.261
3	6.997	5.330	7.344	9.381	0.268	27	5.126	0.795	6.751	13.331	1.274
4	7.045	5.330	7.208	9.814	0.241	28	4.775	0.479	6.530	13.192	1.291
5	7.111	4.641	7.020	10.101	0.211	29	4.342	0.208	6.343	13.085	1.316
6	6.996	3.995	6.732	10.206	0.220	30	3.753	0.000	6.101	12.920	1.350
7	7.013	3.332	6.429	10.233	0.272	31	2.932	0.000	5.862	12.758	1.401
8	6.972	2.719	6.131	10.213	0.343	32	2.157	0.000	5.636	12.607	1.466
9	6.805	2.164	5.757	10.075	0.422	33	1.885	0.000	5.330	12.371	1.526
10	5.840	1.580	5.419	9.942	0.421	34	2.430	0.000	5.055	12.167	1.558
11	5.573	1.065	5.452	10.164	0.394	35	3.012	0.000	5.141	12.336	1.575
12	5.763	0.923	5.772	10.662	0.362	36	3.342	0.000	5.508	12.794	1.591
13	6.261	1.068	6.016	11.066	0.353	37	3.596	0.000	5.790	13.164	1.607
14	6.885	1.155	6.110	11.306	0.383	38	3.451	0.000	5.919	13.374	1.630
15	7.240	1.113	6.252	11.585	0.424	39	2.960	0.000	6.088	13.624	1.668
16	7.963	1.125	6.401	11.862	0.495	40	2.593	0.000	6.260	13.877	1.718
17	9.218	1.150	6.531	12.114	0.624	41	2.478	0.000	6.408	14.106	1.772
18	10.380	1.164	6.775	12.478	0.789	42	2.646	0.000	6.668	14.448	1.826
19	10.843	1.289	7.144	12.965	0.942	43	2.978	0.000	7.049	14.914	1.878
20	11.197	1.535	7.450	13.383	1.083	44	3.262	0.000	7.365	15.313	1.929
21	11.074	1.726	7.697	13.737	1.192	45	3.384	0.033	7.619	15.647	1.980
22	10.614	1.865	7.894	14.038	1.261	46	3.632	0.145	7.824	15.930	2.028
23	9.213	1.959	7.892	14.133	1.264	47	4.045	0.089	7.827	16.004	2.065
24	7.213	1.869	7.627	13.956	1.228	48	4.689	0.000	7.567	15.807	2.082

Tabela 13 – Valores da previsão, respetivo IP e MAE (m/s) associado para 48 horas



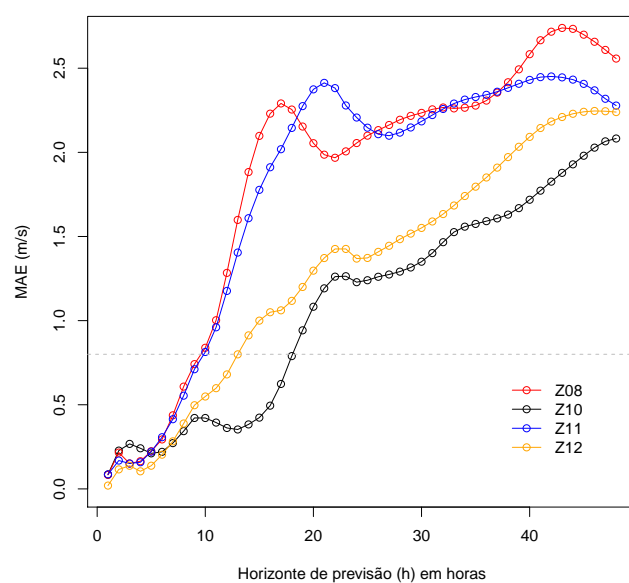


Figura 31 – Evolução do MAE (m/s) com o horizonte de previsão  $h$  para diferentes zonas



## 6 Comentários finais e trabalho futuro

*"It always seems impossible  
until it's done"*

---

Nelson Mandela

Neste trabalho foi efetuada a construção de séries históricas de potência eólica colocável tendo em conta uma seleção inicial de 14 zonas de referência de Portugal Continental, efetuada com base no panorama eólico atual. Da conjugação da modelação das curvas de potência dos aerogeradores de referência dessas zonas e da informação histórica de velocidades horárias de vento extrapoladas para 80m, construíram-se séries de potência eólica colocável que, depois de analisadas e validadas através dos dados de potência real ligada, resultaram em 11 áreas finais e, portanto, 11 séries de potência eólica (unitária) colocável.

Além disso, foi estudada a aplicação de um modelo de previsão (TBATS) para séries temporais com sazonalidade complexa, à velocidade do vento extrapolada para a altura do aerogerador de uma das zonas de referência.

Com os resultados obtidos, espera-se que as séries construídas reproduzam bons resultados, nomeadamente no que diz respeito à correlação de forma mais eficaz das séries de potência eólica e hídrica, contribuindo para o planeamento da empresa. O estudo, porém, é passível de melhorias no futuro, designadamente na expansão das séries obtidas e na criação de novas zonas para as quais a integração dos parques é relativamente recente e ainda não se dispõe de informação suficiente para validar os dados. Além disso, as análises deste fenómeno natural são dependentes não só da localização das zonas em estudo, como de muitos outros fatores que condicionam o clima. Por conseguinte, considera-se da máxima pertinência o estudo do efeito de outras variáveis em futuros trabalhos, tais como a temperatura, a humidade ou a pre-

cipitação. Relativamente à variável direção, esta sugere o estudo de dados circulares, conjugado com a distribuição de *von Mises*.

No que concerne à modelação e à previsão da velocidade do vento, foi explorado o modelo de alisamento exponencial para sazonalidades complexas, disponível na biblioteca *forecast* do R (Hyndman e Khandakar, 2008) que relativamente à formulação de outros modelos apresenta diversas vantagens, como sendo a estimação dos parâmetros por máxima verosimilhança, a capacidade de lidar com padrões de sazonalidade complexa e a utilização de critérios de informação para a avaliação do modelo. Apesar de a modelação não ter sido totalmente bem conseguida, o modelo TBATS revelou-se bastante eficaz na previsão da velocidade do vento para a zona em estudo, para um horizonte temporal de até 16 horas. Porém, considera-se que a inclusão de variáveis exógenas, como a temperatura, em trabalhos futuros, ou ainda a utilização de modelos híbridos, conjugando redes neuronais com o modelo utilizado, poderá melhorar a qualidade tanto da modelação como da previsão. Por último, é de interesse para futuros estudos a conjugação das curvas de potência modeladas com as velocidades de vento previstas para diferentes zonas.

## Referências

- APREN (Dezembro 2015). Boletim das energias renováveis. [página 9], [página 12]
- Bilgili, M., Sahin, B., and Yasar, A. (2007). Application of artificial neural networks for the wind speed prediction of target station using reference stations data. *Renewable Energy*, 32(14):2350–2360. [página 52]
- Bloomfield, P. (2000). *Fourier analysis of time series: an introduction*. John Wiley & Sons, second edition. [página 54]
- Box, G. and Jenkins, G. (1970). *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. Holden-Day, San Francisco. [página 52]
- Brown, B., Katz, R., and Murphy, A. (1984). Time series models to simulate and forecast wind speed and wind power. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 23(8):1184–1195. [página 52]
- Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. IST Press, Lisboa. [página 25], [página 34]
- De Livera, A., Hyndman, R., and Snyder, R. (2011). Forecasting time series with complex seasonal patterns using exponential smoothing. *Journal of the American Statistical Association*, 106(496):1513–1527. [página 59], [página 60], [página 64]
- Departamento de Energia dos Estados Unidos (2015). <http://www.energy.gov>. Último acesso a 20 de outubro de 2015. [página ix], [página 12]
- ENERCON (2016). Curvas de potência dos aerogeradores enercon. [http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON\\_Produkt\\_en\\_06\\_2015.pdf](http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf). Último acesso a 17 de abril de 2016. [página 7], [página 29]

Energias Endógenas de Portugal (2016). <http://e2p.inegi.up.pt>. Último acesso a 2 de junho de 2016. [página 1], [página 13], [página 29], [página 89]

ENTSO-E (2016). <http://www.entsoe.eu>. Último acesso a 15 de dezembro de 2015. [página ix], [página 4]

Foley, A., Leahy, P., Marvuglia, A., and McKeogh, E. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1):1–8. [página 52]

Fox, J. and Weisberg, S. (2010). Nonlinear Regression and Nonlinear Least Squares in R: An Appendix to An R Companion to Applied Regression, second edition. [página 108]

GMAO (2016). <http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/daac-bin/FTPSubset2.pl>. Último acesso a 25 de abril de 2016. [página 20]

Hamilton, J. (1994). *Time Series Analysis*. Princeton university press Princeton. [página 55]

Hyndman, R. (2006). Another look at forecast-accuracy metrics for intermittent demand. *Foresight: The International Journal of Applied Forecasting*, 4(4):43–46. [página 26], [página 64]

Hyndman, R. and Athanasopoulos, G. (2012). Forecasting: principles and practice. <https://www.otexts.org/fpp/2/5>. Último acesso a 25 de setembro de 2016. [página 28]

Hyndman, R. and Khandakar, Y. (2008). Automatic time series forecasting: the forecast package for r. *Journal of Statistical Software*, 26(3):1–22. [página 63]

Hyndman, R., Koehler, A., Ord, J., and Snyder, R. (2005). Prediction intervals for exponential smoothing models using two new classes of state space models. *Journal of Forecasting*, 24(1):17–37. [página 64]

- 
- Hyndman, R., Koehler, A., Ord, J., and Snyder, R. (2008). *Forecasting with exponential smoothing: the state space approach*. Springer. [página 56], [página 57], [página 59]
- INEGI (2003). Potencial eólico de portugal continental (actualização) séries de potência eólica. [página 2]
- INEGI (2007). Potencial eólico de portugal continental: Séries de potência eólica (actualização). [página 7], [página 34]
- Lau, A. and McSharry, P. (2010). Approaches for multi-step density forecasts with application to aggregated wind power. *The Annals of Applied Statistics*, 4(3):1311–1341. [página 52]
- Liberato, P. and Monteiro, C. (2008). A eletricidade e a saúde. os campos eletromagnéticos e a frequência reduzida. [página 4]
- Montgomery, D. and Runger, G. (2003). *Applied Statistics and Probability for Engineers*. John Wiley and Sons. [página 115]
- Murat, M., Malinowska, I., Hoffmann, H., and Baranowski, P. (2016). Statistical modelling of agrometeorological time series by exponential smoothing. *International Agrophysics*, 30(1):57–65. [página 52]
- Murteira, B., Müller, D., and Turkman, K. (1993). *Análise de sucessões cronológicas*. McGraw-Hill, Lisboa. [página 56]
- NORDEX (2016). Curvas de potência aerogeradores nordex. [http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex\\_N90\\_2300\\_GB.pdf](http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_N90_2300_GB.pdf). Último acesso a 17 de abril de 2016. [página 7]
- Olauson, J. and Bergkvist, M. (2015). Modelling the swedish wind power production using merra reanalysis data. *Renewable Energy*, 76:717–725. [página 20], [página 24]

- Organização Meteorológica Mundial (2015). <https://www.wmo.int>. Último acesso a 9 de novembro de 2015. [página 1]
- Patel, M. (2006). *Wind and Solar Power Systems*. CRC Press. [página 24]
- Pegel, C. (1969). Exponential forecasting: Some new variations. *Management Science*, pages 311–315. [página 57]
- PORDATA (2015). <http://www.pordata.pt>. Último acesso a 9 de novembro de 2015. [página ix], [página 10]
- Prema, V. and Rao, K. (2015). Time series decomposition model for accurate wind speed forecast. *Renewables: Wind, Water, and Solar*, pages 2–18. [página 52]
- R Core Team (2016). *R: A Language and Environment for Statistical Computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. [página 3], [página 20], [página 34], [página 62], [página 108]
- Sakamoto, Y., Ishiguro, M., and Kitagawa, G. (1986). Akaike information criterion statistics. *Dordrecht, The Netherlands: D. Reidel*. [página 35]
- Şen, Z., Altunkaynak, A., and Erdik, T. (2012). Wind velocity vertical extrapolation by extended power law. *Advances in Meteorology*, 2012. [página 24]
- Shumway, R. and Stoffer, D. (2010). *Time Series Analysis and Its Applications With R Examples*. Springer. [página 53], [página 67]
- Taylor, J. (2003). Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing. *Journal of the Operational Research Society*, 54(8):799–805. [página 58]
- Venables, W. N. and Ripley, B. D. (2002). *Modern Applied Statistics with S*. Springer, New York, fourth edition. [página 54]
- VESTAS (2016). [https://www.vestas.com/en/products/turbines/v90-3\\_0\\_mw#!related-products](https://www.vestas.com/en/products/turbines/v90-3_0_mw#!related-products). Último acesso a 17 de abril de 2016. [página 7]



Weibull, W. (1951). A statistical distribution function of wide applicability. *Journal of Applied Mechanics*, 103:293–297. [página 115]

Weisberg, S. (2005). *Applied Linear Regression*, volume 528. John Wiley & Sons. [página 107]

WindPower Program (2016). <http://www.wind-power-program.com>. Último acesso a 17 de abril de 2016. [página 7]

Zelterman, D. (2015). *Applied Multivariate Statistics with R*. Springer. [página 54]



## Apêndices



## Apêndice A

### Descrição dos ficheiros da pasta MERRA2

- **MERRA-2-File-Specification.pdf**

Especificação dos ficheiros disponíveis no projeto MERRA2 (obtido em [http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/datareleases/merra\\_2\\_data\\_release](http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/datareleases/merra_2_data_release))

- **Proc\_Download\_NASA.pdf**

Procedimentos necessários para efetuar o download dos dados.

- **MERRA2.zip**

Pasta zipada com os dados utilizados

#### Pasta "Calibração":

- **DataVerif.R**

Ficheiro R para verificar se ocorreu algum erro no download de algum(ns) ficheiro(s). As datas em falta, se existirem, aparecerão no fim do "View(vet[miss])".

- **JuntFicheiros.R**

Após alterar o nome dos ficheiros, para simplificação, para o formato "MERRA2.AAAAMMDD.nc4" (foi utilizada a PowerShell para o efeito), correr este script do R de forma a juntar todos os ficheiros num só (que se designou por data.RData)

- **DFs.R**

Neste script são criados Data Frames (DFs) para cada zona (podem ser corridos separadamente), com as variáveis Tempo, U10M, U50M, V10M, V50M e DISPH.

### Pasta "Parques Eólicos":

- **CP.csv**

Ficheiro CSV que contém as curvas de potência (CP) dos diferentes modelos de aerogeradores. É utilizado no ficheiro **cp.R**

- **cp.R**

Ficheiro R com as curvas de potência (CP) fornecidas pelos fabricantes e com o ajuste das mesmas por funções sigmóide. Possui ainda o cálculo do erro SMAPE da aproximação feita.

- A pasta possui ainda 14 ficheiros PDF com a informação obtida através da e2p relativa aos parques eólicos escolhidos para cada uma das zonas.

### Pasta "Séries":

- Nos ficheiros **Z00.R, Z01.R, ..., Z13.R** são modificados os DFs criados no ficheiro **DFs.R** para os quais se calcularam e acrescentaram as velocidades v10 e v50 (velocidades a 10 e 50 metros de altura, respetivamente), os valores do expoente de corte para cada zona (SF0, SF1, ..., SF13) e calculados os ângulos a partir dos quais se definiu a direção do vento. Os ângulos foram calculados a partir das velocidades a 50m e 10m, embora apenas se tenham usado os ângulos a 50m (**ang**) para definir a direção (**dir**) do vento. Por fim, é apresentado o cálculo da velocidade extrapolada para os 80m, **v80m**

- **Potencias.R**

Neste ficheiro são definidas as potências para cada zona, associadas às velocidades a 80m e multiplicadas, de acordo com a informação disponível na base de dados da REN, pelo número de aerogeradores desde a instalação do parque. A partir destas, foram criados DFs **dados00.RData, dados01.RData, ..., dados13.RData** com as variáveis Tempo, v50, v80, dir, ang e Pzz, onde Pzz designa o vetor de potências da zona zz.

---

**Pasta "Validação":**

- **A0U.csv, ADO.csv, ..., AUU.csv**

14 ficheiros CSV que contêm as potências instantâneas de 15 em 15 minutos, disponíveis na base de dados da REN. O nome dos ficheiros corresponde à sigla do parque eólico, de acordo com a nomenclatura da base de dados.

- **validHor.R**

Ficheiro R para validação dos dados horários obtidos através da NASA, comparativamente aos dados reais da base de dados da REN (cuja resolução é de 15 em 15 minutos, pelo que foram agregados em horários).

- **HorariosZ00.pdf, HorariosZ01.pdf, ..., HorariosZ13.pdf**

Ficheiros PDF com as séries calibradas.

**Pasta "Séries 1980-2015":**

- **PUs.R**

Ficheiro R análogo ao ficheiro "Potencias.R", desta vez com as séries de potência unitária (PU) para as zonas validadas.

- **Séries**

Livro Excel em que cada folha contém os resultados obtidos para cada zona, que incluem o tempo, as séries de velocidade do vento a 50 e 80m (v50 e v80, respetivamente), o ângulo e a direção do vento e, por fim, a série de potência unitária, designada por PUzz, onde zz designa a zona.





## Apêndice B

### Download dos dados

Endereço: <http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/daac-bin/FTPSubset2.pl>

**GES DISC**  
Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center

NASA National Aeronautics and Space Administration

Google Custom Search

**Data Services** **Mission Portals** **Science Portals** **Info**

**MDISC**  
Modeling and Assimilation

**DATA HOLDINGS** You are here: [GES DISC Home](#) » [Modeling](#) » [Data Holdings](#) » [MERRA Data Subset](#) » MDISC Data Subset

**DOCUMENTATION** **MDISC Data Subset**

**Additional Features**

- News
- Alerts
- Tools
- Links
- FAQ

**Data Product**  
First Select Data Product:  
MERRA-2 lavg1\_2d\_slv\_Nx: 2d,1-Hourly,Time-Averaged,Single-Level,Assimilation,Single-Level Diagnostics V5.12.4 (lavg1\_2d\_slv\_Nx)

**Spatial Search**  
Cursor Coordinates: 9.14063, 61.34766  
Area of Interest: West: -10.020 North: 44.121 South: 35.684 East: -4.922 [Update Map](#)

**Temporal Order Option**  
You may order data from a range of days using the selection boxes below. Please refer to the calendar to identify days with available data. An excessive range of days may cause processing delays or exceed the amount of data that may be ordered.

Start Yr: 1980 Start Mon: JAN Start Day: 01  
End Yr: 2015 End Mon: DEC End Day: 31

reported on Jan 26, 2012

### Parameters

NOTE: Default Selection is All

- ☐ CLDPRS = cloud top pressure
- ☐ CLDTMP = cloud top temperature
- ☒ DISPH = zero plane displacement height
- ☐ H1000 = height at 1000 mb
- ☐ H250 = height at 250 hpa
- ☐ H500 = height at 500 hpa
- ☐ H850 = height at 850 hpa
- ☐ OMEGA500 = omega at 500 hpa
- ☐ PBLTOP = pbltop pressure
- ☐ PS = surface pressure
- ☐ Q250 = specific humidity at 250 hpa
- ☐ Q500 = specific humidity at 500 hpa
- ☐ Q850 = specific humidity at 850 hpa
- ☐ QV10M = 10-meter specific humidity
- ☐ QV2M = 2-meter specific humidity
- ☐ SLP = sea level pressure
- ☐ T10M = 10-meter air temperature
- ☐ T250 = air temperature at 250 hpa
- ☐ T2M = 2-meter air temperature
- ☐ T2MDEW = dew point temperature at 2 m
- ☐ T2MWET = wet bulb temperature at 2 m
- ☐ T500 = air temperature at 500 hpa
- ☐ T850 = air temperature at 850 hpa
- ☐ TO3 = total column ozone
- ☐ TOX = total column odd oxygen
- ☐ TOI = total precipitable ice water
- ☐ TOL = total precipitable liquid water
- ☐ TOV = total precipitable water vapor
- ☐ TROPPB = tropopause pressure based on blended estimate
- ☐ TROPPT = tropopause pressure based on thermal estimate
- ☐ TROPFV = tropopause pressure based on epy estimate
- ☐ TROPFO = tropopause specific humidity using blended tropp estimate
- ☐ TROPT = tropopause temperature using blended tropp estimate
- ☐ TS = surface skin temperature
- ☒ U10M = 10-meter eastward wind
- ☐ U250 = eastward wind at 250 hpa
- ☐ U2M = 2-meter eastward wind
- ☐ U500 = eastward wind at 500 hpa
- ☒ U50M = eastward wind at 50 meters
- ☐ U850 = eastward wind at 850 hpa
- ☒ V10M = 10-meter northward wind
- ☐ V250 = northward wind at 250 hpa
- ☐ V2M = 2-meter northward wind
- ☐ V500 = northward wind at 500 hpa
- ☒ V50M = northward wind at 50 meters
- ☐ V850 = northward wind at 850 hpa
- ☐ ZLCL = lifting condensation level

### Additional Options

NOTE: Default Selection is All

Time Subset

Time 1: -- Time 2: --

Mean ☐ (Perform Mean on Daily File or Time Selected)

### Regridding Options

NOTE: Must select both Remapping Type and Grid to perform regridding

Select Remapping Type:  Select Grid:

### Output File Format

Select Format:

## **Apêndice C**

### **Informação relativa aos parques eólicos**

Neste apêndice encontra-se disponível a informação relativa aos parques eólicos utilizados durante o estudo, que incluem a localização (latitude e longitude) dos parques, a potência eólica instalada (em MW) e os modelos de aerogeradores existentes.

A informação obtida está disponível online ([Energias Endógenas de Portugal, 2016](#)).

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Viana do Castelo	Melgaço	- n.d. -
Viana do Castelo	Monção	- n.d. -
Viana do Castelo	Paredes de Coura	- n.d. -
Viana do Castelo	Valença	- n.d. -

<b>Lugar</b>	Serras da Peneda, da Anta e da Boalhosa
<b>Latitude</b>	42,015415
<b>Longitude</b>	-8,345598

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	240
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2008
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	EEVM
<b>Empresa Promotora</b>	Ventominho - Energias Renováveis, S.A.

### Contactos

<b>Morada</b>	Rua de São José
<b>Número e Andar</b>	2
<b>Cód. Postal</b>	4740 - 566
<b>Localidade</b>	Esposende
<b>Telefone</b>	253 967 856
<b>Fax</b>	253 967 858
<b>Email</b>	geral@eevm.pt
<b>Página Internet</b>	http://www.eevm.pt

## Tecnologia do Parque

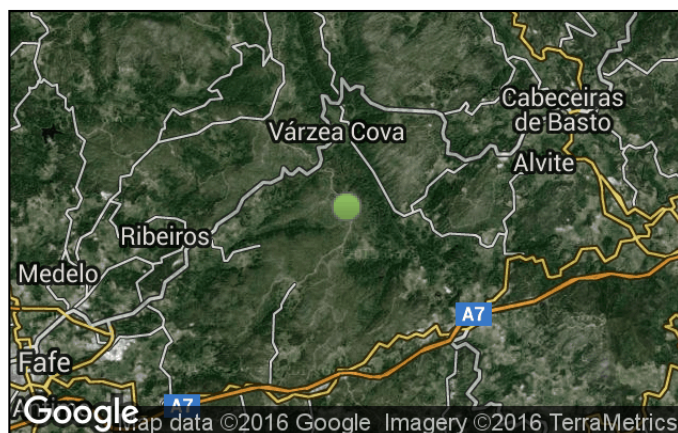
### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
<b>Alto do Corisco</b>			
ENERCON	E-70 E4	5	2000
ENERCON	E-82	28	2000
<b>Mendoiro Bustavade</b>			
ENERCON	E-70 E4	13	2000
ENERCON	E-82	13	2000
<b>Picos</b>			
ENERCON	E-70 E4	11	2000
ENERCON	E-82	15	2000
<b>Picoto</b>			
ENERCON	E-70 E4	14	2000
ENERCON	E-82	5	2000
<b>Santo António</b>			
ENERCON	E-70 E4	16	2000

## Resumo

O Parque Eólico do Alto Minho I é constituído por cento e vinte aerogeradores ENERCON, distribuídos por 5 sub-parques: Picos (52 MW), Alto do Corisco (66 MW), Santo António (32 MW), Mendoiro-Bustavade (52 MW) e Picoto-São Silvestre (38 MW). Totalizando uma potência instalada de 240 MW, este parque eólico iniciou produção em dezembro de 2007.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Braga	Fafe	- n.d. -
<b>Lugar</b>	Várzea	
<b>Latitude</b>	41,484108	
<b>Longitude</b>	-8,067146	

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	106
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2004
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	Trustenergy
<b>Empresa Promotora</b>	Trustwind

### Contactos

<b>Morada</b>	Quinta da Fonte, Edifício D. Maria I
<b>Número e Andar</b>	Piso 1, Ala A
<b>Cód. Postal</b>	2770 - 229
<b>Localidade</b>	Paço d'Arcos
<b>Telefone</b>	213 430 114
<b>Fax</b>	213 429 275
<b>Email</b>	trustwind@trustenergy.pt
<b>Página Internet</b>	http://www.trustenergy.pt/

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

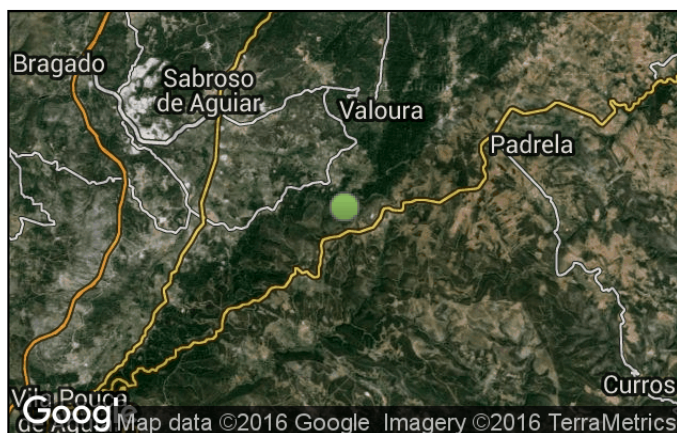
Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Terras Altas de Fafe L Gamesa	G-87	53	2000

## Resumo

O Parque Eólico das Terras Altas de Fafe, com uma potência instalada de 106 MW, localiza-se em Várzea, concelho de Fafe, distrito de Braga. É constituído por cinquenta e três aerogeradores Gamesa, modelo G87 de 2 MW de potência unitária, tendo entrado em funcionamento em outubro de 2005.



## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Vila Real	Valpaços	- n.d. -
Vila Real	Vila Pouca de Aguiar	- n.d. -

Lugar	Padrela
Latitude	41,545234
Longitude	-7,55455

### Características

Potência Instalada [MW]	165,6
Data de entrada em funcionamento	8/2010
Estado	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

Grupo	EDP Renováveis
Empresa Promotora	Eólica da Coutada, S.A.

### Contactos

Morada	Praça Marquês de Pombal
Número e Andar	12
Cód. Postal	1250 - 162
Localidade	Lisboa
Telefone	210012500
Fax	210021403
Página Internet	http://www.edp.pt/

## Tecnologia do Parque

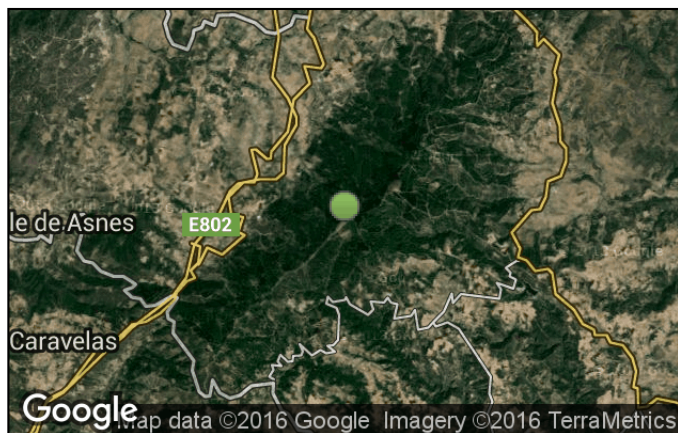
### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Alto da Coutada			
ENERCON	E-82	50	2300
o Alto da Coutada - Falperra Rechãzinha			
ENERCON	E-82	22	2300

## Resumo

O Parque Eólico do Alto da Coutada é constituído por dois sub-parques: Alto da Coutada (115 MW) e Falperra - Rechãzinha (50,6 MW). Com uma potência instalada de 165,6 MW, localiza-se nas Serras da Padrela e da Falperra, concelhos de Vila Pouca de Aguiar e Valpaços, distrito de Vila Real. É constituído por setenta e dois aerogeradores ENERCON, modelo E-82 de 2,3 MW de potência unitária, tendo iniciado produção em agosto de 2010. Em outubro de 2013, foi objeto de "up-rating", implicando um acréscimo da potência instalada de 21,6 MW, já considerado no valor indicado para a potência total instalada.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Bragança	Macedo de Cavaleiros	- n.d. -
<b>Lugar</b>	Serra de Bornes	
<b>Latitude</b>	41,463845	
<b>Longitude</b>	-6,96257	

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	60
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2009
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	Iberwind
<b>Empresa Promotora</b>	PESB - Parque Eólico da Serra de Bornes, S.A.

### Contactos

<b>Morada</b>	Lagoas Park
<b>Número e Andar</b>	Edifício 5 A - 4º Piso
<b>Cód. Postal</b>	2740 - 298
<b>Localidade</b>	Porto Salvo
<b>Telefone</b>	21 487 67 00
<b>Fax</b>	21 487 67 01
<b>Email</b>	iberwind@iberwind.pt
<b>Página Internet</b>	http://www.iberwind.com/#/home-pt

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Serra de Bornes NORDEX	N90/2500	24	2500

## Resumo

O Parque Eólico de Bornes, com uma potência instalada de 60 MW, localiza-se na Serra de Bornes, concelho de Macedo de Cavaleiros, distrito de Bragança. É constituído por vinte e quatro aerogeradores Nordex, modelo N90 R80 de 2,5 MW de potência unitária e iniciou produção em dezembro 2008.



## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Viseu	Armamar	- n.d. -

Lugar	S. Martinho das Chãs
Latitude	41,069607
Longitude	-7,576865

### Características

Potência Instalada [MW]	251,7
Data de entrada em funcionamento	2010
Estado	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

Grupo	ENEL
Empresa Promotora	Eólica do Alto Douro, S.A.

### Contactos

Morada	Av. Sidónio Pais
Número e Andar	379, 2.º
Cód. Postal	4100 - 468
Localidade	Porto
Telefone	226 080 180
Fax	226 080 189
Página Internet	<a href="http://www.enelgreenpower.com/pt-PT/iberia/">http://www.enelgreenpower.com/pt-PT/iberia/</a>

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

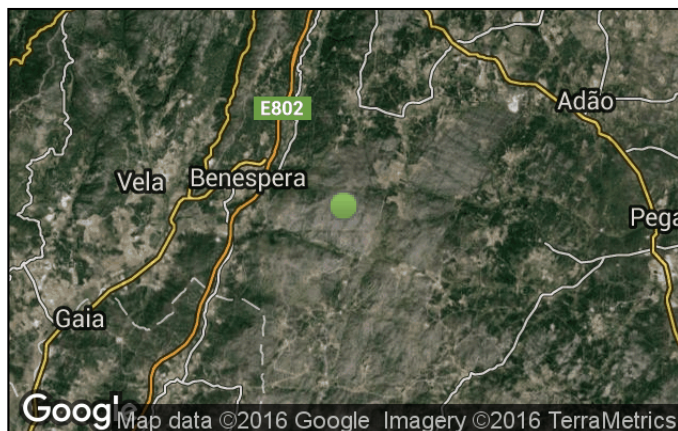
Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Armamar			
ENERCON	E-82	7	2000
ENERCON	E-82	6	2300
o Armamar - expansão			
ENERCON	E-82	2	2300
o Armamar II			
ENERCON	E-92	5	2000
o Ranhados			
ENERCON	E-82	5	2300
o Sendim			
ENERCON	E-82	20	2300
o Serra da Nave			
ENERCON	E-82	19	2300
o Serra de Chavães			
ENERCON	E-82	15	2300
o Serra de Sampaio			

ENERCON	E-82	9	2300
o Serra de Sampaio - expansão			
ENERCON	E-82	1	2300
o Testos II			
ENERCON	E-82	22	2300

## Resumo

O Parque Eólico de Alto Douro é constituído por oito sub-parques - Armamar (32,4 MW), Armamar II (10 MW), Ranhados (11,5 MW), Sendim (46 MW), Serra da Nave (43,7 MW), Serra de Chavães (34,5 MW), Serra de Sampaio (23 MW) e Testos II (50,6 MW), totalizando 241,7 MW de potência instalada. É constituído por cento e onze aerogeradores ENERCON, modelos E-82 de 2 e 2,3 MW e E-92 de 2 MW de potência unitária, tendo iniciado produção em fevereiro de 2010. Em outubro de 2013, foi objeto de "up-rating", implicando um acréscimo da potência instalada de 29,7 MW, já considerado no valor indicado para a potência total instalada.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Castelo Branco	Belmonte	- n.d. -
Guarda	Guarda	- n.d. -
Guarda	Sabugal	- n.d. -

Lugar	Benespera, Bendada, Maçainhas
Latitude	40,429713
Longitude	-7,244302

### Características

Potência Instalada [MW]	128,8
Data de entrada em funcionamento	2011
Estado	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

Grupo	ENEOP2 - Explo. Parques Eólicos
Empresa Promotora	Eólica do Campanário, S.A.

### Contactos

Morada	Rua de Sá de Bandeira
Número e Andar	517-2º
Cód. Postal	4000 - 436
Localidade	Porto

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

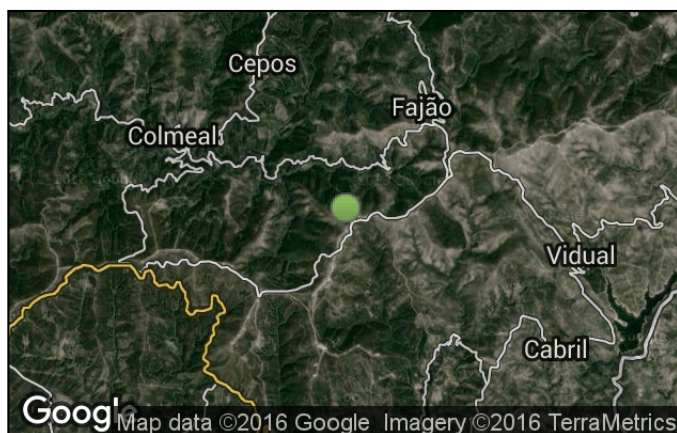
Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Benespera - Norte ENERCON	E-82	8	2300
o Benespera - Sul ENERCON	E-82	9	2300
o Pousafoles - expansão ENERCON	E-82	4	2300
o Pousafoles - Norte ENERCON	E-82	6	2300
o Pousafoles - Sul ENERCON	E-82	4	2300
o São Cornélio ENERCON	E-82	16	2300
o São Cornélio - expansão ENERCON	E-82	1	2300

o Troviscal				
└	ENERCON	E-82	7	2300
o Troviscal - expansão				
└	ENERCON	E-82	1	2300

## Resumo

O Parque Eólico da Raia é constituído por quatro sub-parques - Benespera (39,1 MW), Pousafoles (32,2 MW), São Cornélio (39,1 MW) e Troviscal (18,4 MW), totalizando 128,8 MW de potência instalada. É constituído por cinquenta e seis aerogeradores ENERCON, modelo E-82 de 2,3 MW de potência unitária, tendo iniciado produção em fevereiro de 2011. Em outubro de 2013, foi objeto de "up-rating", implicando um acréscimo da potência instalada de 16,8 MW, já considerado no valor indicado para a potência total instalada.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Coimbra	Pampilhosa da Serra	- n.d. -
<b>Lugar</b>	Soeirinho	
<b>Latitude</b>	40,1205	
<b>Longitude</b>	-7,946244	

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	114
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2005
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	Iberwind
<b>Empresa Promotora</b>	Parque da Pampilhosa da Serra - Energia Eólica, S.A.

### Contactos

<b>Morada</b>	Lagoas Park
<b>Número e Andar</b>	Edifício 5 A - 4º Piso
<b>Cód. Postal</b>	2740 - 298
<b>Localidade</b>	Porto Salvo
<b>Telefone</b>	21 487 67 00
<b>Fax</b>	21 487 67 01
<b>Email</b>	iberwind@iberwind.pt
<b>Página Internet</b>	<a href="http://www.iberwind.com/#/home-pt">http://www.iberwind.com/#/home-pt</a>

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

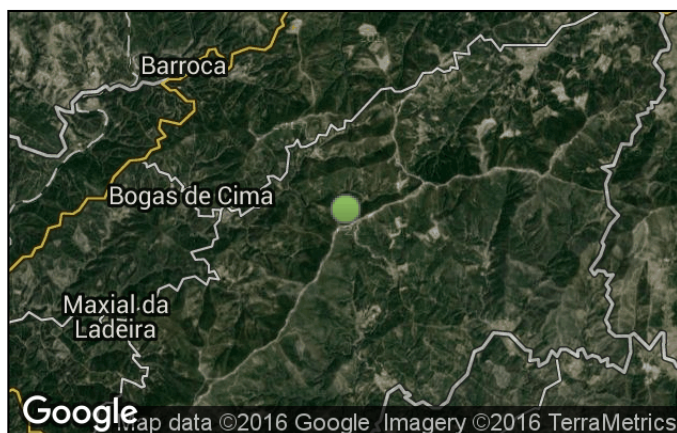
Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Pampilhosa da Serra   VESTAS	V90-3.0 MW	38	3000

## Resumo

O Parque Eólico de Pampilhosa da Serra, com uma potência instalada de 114 MW, localiza-se no Soeirinho e Alto das Meãs, concelho da Pampilhosa da Serra, distrito de Coimbra. É constituído por trinta e oito aerogeradores Vestas, modelo V90 de 3 MW de potência unitária e iniciou produção em dezembro de 2006.



## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Castelo Branco	Castelo Branco	- n.d. -
Castelo Branco	Fundão	- n.d. -
<b>Lugar</b>	Gardunha	
<b>Latitude</b>	40,069453	
<b>Longitude</b>	-7,664712	

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	114
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2007
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	Generg
<b>Empresa Promotora</b>	Generg Ventos da Gardunha – Energias Renováveis, Lda.

### Contactos

<b>Morada</b>	Av. Columbano Bordalo Pinheiro
<b>Número e Andar</b>	nº 75 – Fracção 5.06
<b>Cód. Postal</b>	1070 -
<b>Localidade</b>	Lisboa
<b>Telefone</b>	21 780 20 20
<b>Fax</b>	21 780 20 21
<b>Email</b>	geral@generg.pt
<b>Página Internet</b>	http://www.generg.pt/

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
<b>o Gardunha</b>			
ENERCON	E-70 E4	2	2000
ENERCON	E-82	55	2000

## Resumo

Situado nos concelhos do Fundão (Freguesias de Barroca, Bogas de Baixo, Bogas de Cima, Castelejo, Lavacolhos e Souto da Casa), Castelo Branco (Freguesias de Alameda e São Vicente da Beira) e Oleiros (Freguesia de Orvalho), este projecto contou com um investimento de 146 milhões de euros. O Parque Eólico da Gardunha encontra-se entre os maiores aproveitamentos eólicos em funcionamento no País, com forte impacto económico na região.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Leiria	Porto de Mós	- n.d. -

Lugar	Alqueidão da Serra
Latitude	39,609301
Longitude	-8,755095

### Características

Potência Instalada [MW]	80,5
Data de entrada em funcionamento	2005
Estado	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

Grupo	Iberwind
Empresa Promotora	PECF - Parque Eólico do Chão Falcão, Lda.

### Contactos

Morada	Lagoas Park
Número e Andar	Edifício 5 A - 4º Piso
Cód. Postal	2740 - 298
Localidade	Porto Salvo
Telefone	21 487 67 00
Fax	21 487 67 01
Email	iberwind@iberwind.pt
Página Internet	<a href="http://www.iberwind.com/#/home-pt">http://www.iberwind.com/#/home-pt</a>

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Chão Falcão └ NORDEX	N90/2300	15	2300
o Chão Falcão II └ NORDEX	N90/2300	11	2300
o Chão Falcão III └ NORDEX	N90/2300	9	2300

## Resumo

O Parque Eólico de Chão Falcão, com uma potência instalada de 80,5 MW, localiza-se em Alqueidão da Serra, concelho de Porto de Mós, distrito de Leiria. É constituído por trinta e cinco aerogeradores Nordex, modelo N90 R80 de 2,3 MW de potência unitária e iniciou produção em julho de 2005.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Lisboa	Torres Vedras	- n.d. -
<b>Lugar</b>	Romã, Romeirão, Vale Galegos	
<b>Latitude</b>	39,046725	
<b>Longitude</b>	-9,309663	

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	27,8
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2010
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	ENEOP2 - Explo. Parques Eólicos
<b>Empresa Promotora</b>	Eólica da Terra do Mato, S.A.

### Contactos

<b>Morada</b>	Rua de Sá de Bandeira
<b>Número e Andar</b>	517-2º
<b>Cód. Postal</b>	4000 - 436
<b>Localidade</b>	Porto

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

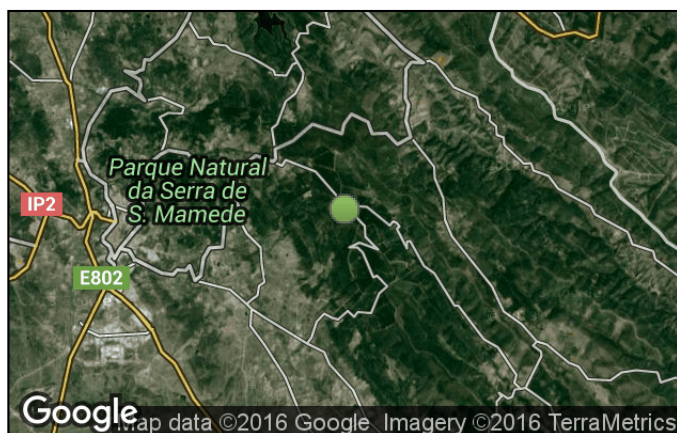
Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Vale de Galegos ENERCON	E-82	4	2000
o Vale de Galegos - Romã ENERCON	E-82	6	2300
o Vale de Galegos - Romeirão ENERCON	E-82	3	2000

## Resumo

O Parque Eólico de Vale de Galegos, com uma potência instalada de 27,8 MW, localiza-se nos lugares de Romã, Romeirão e Vale Galegos, concelho de Torres Vedras, distrito de Lisboa. Constituído por treze aerogeradores ENERCON, modelos E-82 de 2 e 2,3 MW de potência unitária, tendo iniciado produção em janeiro de 2010. Em outubro de 2013, foi objeto de "up-rating", implicando um acréscimo da potência instalada de 1,8 MW, já considerado no valor indicado para a potência total instalada.



## Localização



## Dados Gerais

### Localização

<b>Distrito</b>	Portalegre
<b>Latitude</b>	39,294756
<b>Longitude</b>	-7,356675

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	8,2
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2014
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	Energetus
<b>Empresa Promotora</b>	Ventoculto

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Alto dos Forninhos   Senvion	MM92	4	2050

## Localização



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Setúbal	Sines	- n.d. -
<b>Lugar</b>	Sonega	
<b>Latitude</b>	37,852993	
<b>Longitude</b>	-8,728566	

### Características

<b>Potência Instalada [MW]</b>	10
<b>Data de entrada em funcionamento</b>	2005
<b>Estado</b>	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

<b>Grupo</b>	Acciona Energia Portugal
<b>Empresa Promotora</b>	Parque Eólico da Costa Vicentina, S.A.

### Contactos

<b>Morada</b>	Av. do Forte - Edifício Suécia
<b>Número e Andar</b>	3, IV, 1º Piso, Sala 1-A
<b>Cód. Postal</b>	2794 - 038
<b>Localidade</b>	Carnaxide
<b>Telefone</b>	214241810
<b>Fax</b>	214241819

## Tecnologia do Parque

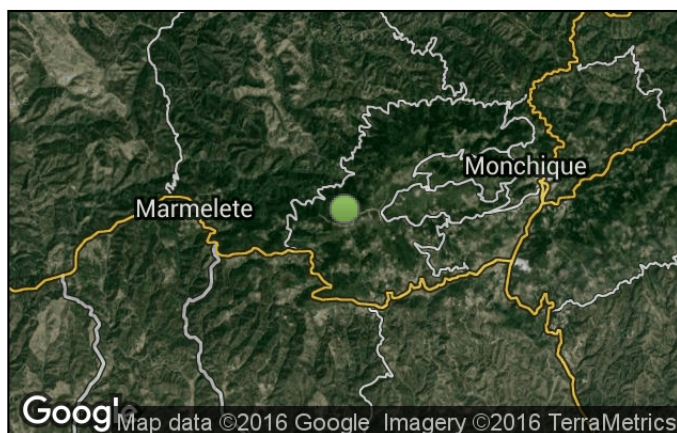
### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
Costa Vicentina REpower Systems AG	MM82	5	2000

## Resumo

O Parque Eólico da Costa Vicentina (Monte das Pias), com uma potência instalada de 10 MW, localiza-se em Sonega, concelho de Sines, distrito de Setúbal. É constituído por cinco aerogeradores REpower, modelo MM82 de 2 MW de potência unitária e iniciou a produção em junho de 2005.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Faro	Monchique	- n.d. -

Lugar	Serra de Monchique
Latitude	37,306677
Longitude	-8,61877

### Características

Potência Instalada [MW]	10
Data de entrada em funcionamento	2006
Estado	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

Grupo	EDP Renováveis
Empresa Promotora	EDP Renováveis Portugal, S.A.

### Contactos

Morada	Praça Marquês de Pombal
Número e Andar	12
Cód. Postal	1250 - 162
Localidade	Lisboa
Telefone	210012500
Fax	210021403
Página Internet	<a href="http://www.edp.pt/">http://www.edp.pt/</a>

## Tecnologia do Parque

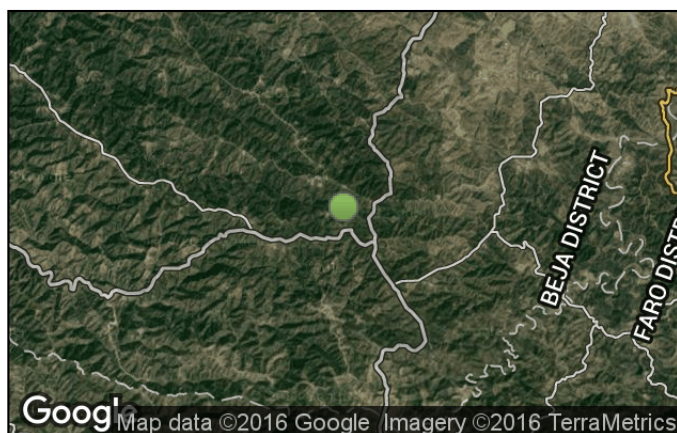
### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Madrinha ENERCON	E-70 E4	5	2000

## Resumo

O Parque Eólico de Madrinha, com uma potência instalada de 10 MW, localiza-se na Serra de Monchique, concelho de Monchique, distrito de Faro. É constituído por cinco aerogeradores ENERCON E-70 E-4 de 2 MW de potência unitária e iniciou produção em outubro de 2006.

## Localização



## Foto



## Dados Gerais

### Localização

Distrito	Concelho	Freguesia
Beja	Almodovar	- n.d. -

Lugar	Serra do Mú
Latitude	37,375882
Longitude	-8,088904

### Características

Potência Instalada [MW]	30,7
Data de entrada em funcionamento	2008
Estado	Em funcionamento

## Empresa

### Dados empresa

Grupo	EDP Renováveis
Empresa Promotora	EDP Renováveis Portugal, S.A.

### Contactos

Morada	Praça Marquês de Pombal
Número e Andar	12
Cód. Postal	1250 - 162
Localidade	Lisboa
Telefone	210012500
Fax	210021403
Página Internet	<a href="http://www.edp.pt/">http://www.edp.pt/</a>

## Tecnologia do Parque

### Aerogeradores

Marca	Modelo	Qt.	Potência nominal [kW]
o Serra do Mú ENERCON	E-82	13	2000
o Serra do Mú - expansão 1 ENERCON	E-82	1	2300
o Serra do Mú - expansão 2 ENERCON	E-92	1	2300

## Resumo

O Parque Eólico da Serra do Mú, com uma potência instalada de 30,7 MW, localiza-se na Serra do Mú, concelho de Almodôvar, distrito de Beja. É constituído por quinze aerogeradores ENERCON, modelos E-82 de 2 MW e 2,3 MW e E-92 de 2,3 MW de potência unitária. Iniciou produção em junho de 2008 e foi objeto de 2 expansões em 2010 e em 2014.

## Apêndice D

### Método dos mínimos quadrados não linear

O método dos mínimos quadrados (MMQ) não linear é utilizado para ajustar um conjunto de  $m$  observações com um modelo não linear em  $n$  parâmetros. A ideia principal do método é aproximar o modelo por um linear e "refinar" os parâmetros iterativamente. Existem, portanto, várias semelhanças com o caso linear, mas também diferenças significativas.

Sejam  $(v_1, P_1), (v_2, P_2), \dots, (v_m, P_m)$  as  $m$  observações da curva de potência fornecida pelo fabricante e considere-se a função potência  $P = f(v, \theta)$ , que além da variável velocidade,  $v$ , depende de  $n$  parâmetros  $\theta = (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n)$ , com  $m \geq n$ .

De acordo com Weisberg (2005), a função média que relaciona a resposta  $P$  com  $V$  é dada por

$$E(P|V = v) = m(v, \theta) \quad (6.1)$$

onde  $m$  é a função núcleo da média e tanto o preditor  $v$  como o vetor de parâmetros  $\theta$  possuem uma ou mais componentes.

Além disto, tal como nos modelos lineares, é necessário especificar a função variância:

$$Var(P|V = v_i) = \frac{\sigma^2}{w_i} \quad (6.2)$$

onde  $w_i$  designam pesos,  $w_i > 0$  e  $\sigma^2 > 0$ , geralmente desconhecida. É de referir que muitas vezes tem-se  $w = 1$  para todas as observações  $v$ .

As equações (6.1) e (6.2) em conjunto refletem a suposição de as observações serem independentes.

Pretende-se, portanto, estimar os parâmetros  $\theta$  de forma a obter a curva que melhor

ajusta os dados, no sentido dos mínimos quadrados, ou seja, de forma a minimizar a soma dos quadrados dos resíduos  $r_i$ ,  $RSS(\theta)$ , dada por

$$RSS(\theta) = \sum_{i=1}^n r_i = \sum_{i=1}^n w_i [P_i - m(v_i, \theta)]^2$$

Seja  $\hat{\theta}$  o vetor de parâmetros que minimiza  $RSS(\theta)$ .

De acordo com Fox and Weisberg (2010), através da função *nls* do software (R Core Team, 2016) é utilizado o seguinte processo iterativo:

1. Fornece-se uma estimativa inicial  $t_0$  de valores iniciais para os parâmetros. Uma vez que se trata de um problema de análise numérica, dependendo do tipo de função utilizada no modelo, o facto de o algoritmo encontrar com sucesso o vetor  $\hat{\theta}$  que minimiza  $RSS(\theta)$  dependerá da obtenção de valores iniciais razoavelmente próximos da solução. Mais abaixo, abordar-se-á uma forma de obter uma estimativa inicial razoável.
2. Na iteração  $j \geq 1$ , a estimativa atual  $t_j$  é obtida atualizando  $t_{j-1}$  da seguinte forma: se  $RSS(t_j) < RSS(t_{j-1})$  então o contador  $j$  é aumentado 1 unidade e este passo é repetido. Se tal não for possível, então toma-se  $t_{j-1}$  como estimador.

A função *nls* da biblioteca *stats* possuiu diversos argumentos, que podem ser explorados na documentação do software, mas apenas será explorada a sintaxe da função para os 3 argumentos mais importantes para a aproximação em estudo:

```
nls(formula,start,algorithm,...)
```

- `formula = CP ~ sigmoid(theta1,theta2,v,PN)`

o lado esquerdo especifica a variável resposta (as potências da curva de potência fornecida pelo fabricante) "contra" o lado direito, que especifica o modelo (sigmóide, neste caso), que inclui as variáveis e os parâmetros.

- `start`

este argumento diz respeito a uma lista com os elementos do lado direito da "formula", que correspondem aos parâmetros. Por exemplo, `start=list(theta1=1,theta2=2)` nomeia "theta1" e "theta2" como parâmetros, especificando ainda os respectivos valores iniciais.

- `algorithm`

o algoritmo utilizado neste trabalho foi o utilizado por defeito pelo software, o algoritmo de Gauss-Newton. Outras possibilidades seriam *plinear* para o algoritmo de Golub-Pereyra, para modelos lineares particulares e *port* para o algoritmo *nlsol* da biblioteca *Port*, que deve ser utilizado se existirem restrições nos parâmetros.

### Valores iniciais

Contrariamente ao método dos mínimos quadrados linear, a maioria dos algoritmos utilizados no caso não linear requer a especificação de *valores iniciais* para os parâmetros, que são  $\theta_1 = a$  e  $\theta_2 = b$  para o modelo sigmóide da equação (3.4), relativamente à qual se pode escrever

$$\begin{aligned}
 P_e &\approx \frac{P_N}{1 + \exp(-\frac{v-a}{b})} \\
 \frac{P_N}{P_e} &\approx 1 + \exp(-\frac{v-a}{b}) \\
 -\frac{v-a}{b} &\approx \log\left(\frac{P_N}{P_e} - 1\right) \\
 \log\left(\frac{P_e}{P_N - P_e}\right) &\approx \frac{v-a}{b} \\
 \log\left(\frac{P_e/P_N}{1 - P_e/P_N}\right) &\approx \frac{v-a}{b} \\
 \text{logit}(P_e/P_N) &\approx \frac{1}{b}v - \frac{a}{b}
 \end{aligned}$$

Desta forma, fazendo  $u_1 = -\frac{a}{b}$  e  $u_2 = \frac{1}{b}$ , obter estimativas iniciais para os valores de  $a$  e  $b$  resume-se a estimar os parâmetros da regressão linear simples de  $\text{logit}(P_e/P_N)$

em  $v$  e calcular  $a = -bu_1$  e  $b = \frac{1}{u_2}$ .

### Parâmetros obtidos para cada curva de potência

#### • CP E-82 200 (Z00, Z07 e Z13)

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a1	8.41231	0.04676	179.91	<2e-16 ***
b1	1.25675	0.04118	30.52	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 34.91 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 7

Achieved convergence tolerance: 1.517e-06

#### • CP E-82 2300 (Z002, Z04 E Z05)

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a2	8.90399	0.02981	298.65	<2e-16 ***
b2	1.46923	0.02626	55.94	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 23.6 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 6

Achieved convergence tolerance: 2.051e-06



---

• **CP E-70 E4 2300 (Z12)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a3	9.66454	0.03864	250.10	<2e-16 ***
b3	1.57289	0.03404	46.21	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 29.06 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 6

Achieved convergence tolerance: 9.083e-07

• **CP G-87 2000 (Z01)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a4	8.37919	0.03824	219.12	<2e-16 ***
b4	1.33880	0.03368	39.75	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 26.99 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 7

Achieved convergence tolerance: 1.758e-06

**• CP V90 3000 (Z06)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a5	9.45319	0.04749	199.07	<2e-16 ***
b5	1.58256	0.04183	37.83	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 46.23 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 7

Achieved convergence tolerance: 1.397e-06

**• CP N90 2300 (Z08)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a6	8.63031	0.05350	161.32	<2e-16 ***
b6	1.33929	0.04712	28.43	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 43.41 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 8

Achieved convergence tolerance: 2.782e-06

---

• **CP N90 2500 (Z03)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a7	8.72026	0.03341	261.04	<2e-16 ***
b7	1.34897	0.02942	45.86	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 41.52 on 49 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 7

Achieved convergence tolerance: 6.878e-06

• **CP M82 2000 (Z11)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a9	8.73223	0.04225	206.67	<2e-16 ***
b9	1.44901	0.03722	38.93	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 28.66 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 7

Achieved convergence tolerance: 2.856e-06

• **CP M92 2050 (Z09)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a10	7.71797	0.05783	133.47	<2e-16 ***
b10	1.15552	0.05093	22.69	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 44.36 on 22 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 9

Achieved convergence tolerance: 2.802e-06

• **CP E-82 2300 (Z10)**

Parameters:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t )
a11	8.64384	0.03225	268.01	<2e-16 ***
b11	1.36496	0.02841	48.05	<2e-16 ***

---

Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 24.79 on 23 degrees of freedom

Number of iterations to convergence: 5

Achieved convergence tolerance: 5.68e-06

## Apêndice E

### Distribuição de probabilidade do vento

A **distribuição de Weibull** (Weibull, 1951) de uma variável aleatória (v.a.)  $X$  é uma distribuição biparamétrica, cuja função densidade de probabilidade (fdp) é dada por (Montgomery and Runger, 2003)

$$f(x; \lambda, \kappa) = \frac{\kappa}{\lambda^\kappa} x^{\kappa-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^\kappa}, \quad x \geq 0 \quad (6.3)$$

e a função de distribuição acumulada (fda) é dada por

$$F(x; \lambda, \kappa) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^\kappa} \quad (6.4)$$

onde  $\lambda$  é um parâmetro de escala e  $\kappa$  um parâmetro de forma,  $\lambda, \kappa > 0$ . A forma da curva da distribuição, tipicamente, apresenta-se menos enviesada à esquerda para valores elevados de  $\kappa$  e mais achatada para valores elevados de  $\lambda$ , como se pode verificar na figura 32.

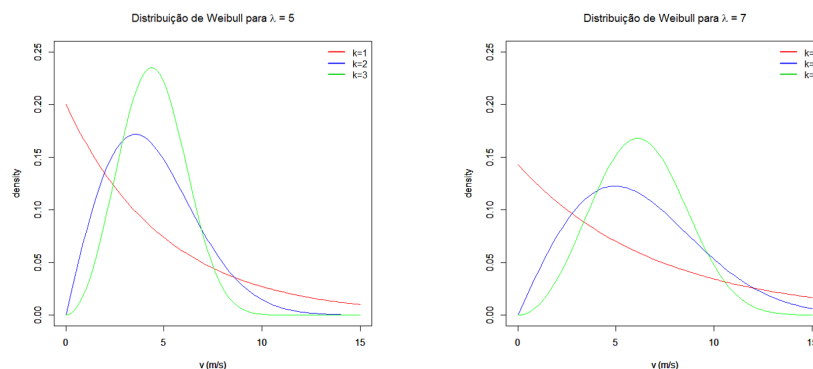


Figura 32 – Distribuição de Weibull para diferentes valores de  $\lambda$  e  $\kappa$

Além disso, se  $X$  é uma v.a. que segue uma distribuição de Weibull com parâmetros  $\lambda$  e  $\kappa$  tem-se

$$\mu = E(x) = \lambda \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (6.5)$$

$$\sigma^2 = Var(x) = \lambda^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{\kappa}\right) - \lambda^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \quad (6.6)$$

As fdp e fda da **distribuição gama** são dadas, respetivamente, por

$$f(x; \alpha, \beta) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-\frac{x}{\beta}} \quad (6.7)$$

e por

$$F(x; \alpha, \beta) = 1 - e^{-\frac{x}{\beta}} \sum_{i=0}^{\alpha-1} \frac{1}{i!} \left(\frac{x}{\beta}\right)^i \quad (6.8)$$

onde  $x > 0$ , os parâmetros  $\alpha, \beta > 0$  representam parâmetros de forma e escala, respetivamente, e  $\Gamma(\alpha)$  representa a função gama, dada por  $\Gamma(\alpha) = \int_0^{+\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$ .

Relativamente à **distribuição lognormal** tem-se

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (6.9)$$

$$F(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{2} \left[ 1 + \operatorname{erf} \left( \frac{\ln(x) - \mu}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right] \quad (6.10)$$

onde  $\operatorname{erf}(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-t^2} dt$  e  $\mu$  e  $\sigma$  representam a média e o desvio padrão, respetivamente, dos dados na escala logarítmica.